



**TUGAS AKHIR- RF 141501**

## **PREDIKSI TEKANAN PORI MENGGUNAKAN DATA SEISMIK 2D DI WILAYAH NORTH SUMATRA**

Muhammad Arif Budiman  
NRP 3713100048

Dosen pembimbing  
Dr. Dwa Desa Warnana  
NIP. 197601232000031001

Firman Syaifuddin, S.Si, M.Si  
NIP. 198409112014041001

Departemen Teknik Geofisika  
Fakultas Teknik Sipil dan Perencanaan  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya 2017

*Halaman ini sengaja dikosongkan*



**TUGAS AKHIR - RF 141501**

**PREDIKSI TEKANAN PORI MENGGUNAKAN DATA SEISMIC 2D  
DI WILAYAH NORTH SUMATRA**

Muhammad Arif Budiman  
NRP 3713100048

Dosen pembimbing  
Dr. Dwa Desa Warnana  
NIP. 197601232000031001

Firman Syaifuddin, S.Si, M.Si  
NIP. 198409112014041001

Departemen Teknik Geofisika  
Fakultas Teknik Sipil dan Perencanaan  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya 2017

*Halaman ini sengaja dikosongkan*



**UNDERGRADUATE THESIS - RF 141501**

**PORE PRESSURE PREDICTION USING 2D SEISMIC DATA IN  
NORTH SUMATRA**

Muhammad Arif Budiman  
NRP 3713100048

Dosen pembimbing  
Dr. Dwa Desa Warnana  
NIP. 197601232000031001

Firman Syaifuddin, S.Si, M.Si  
NIP. 198409112014041001

Department of Geophysical Engineering  
Faculty of Civil Engineering and Planning  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya 2017

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

**PREDIKSI TEKANAN PORI MENGGUNAKAN DATA SEISMİK 2D DI  
WILAYAH NORTH SUMATRA**


**TUGAS AKHIR**

Diajukan untuk memenuhi Sebagian Persyaratan  
Untuk memperoleh Gelar Sarjana Teknik  
Pada  
Departemen Teknik Geofisika  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Surabaya, 6 Juli 2017


Mengetahui:

Dosen Pembimbing I,

  
Dr. Dwa Desa Warnana  
NIP. 197601232000031001




Dosen Pembimbing II,

  
Firman Syarifuddin, S.Si, M.Si  
NIP. 198409112014041001

Mengetahui

Kepala Laboratorium

  
Wien Lestari, ST., MT  
NIP. 198110022012122003

*Halaman ini sengaja dikosongkan*



## **PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR**

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan judul “PREDIKSI TEKANAN PORI MENGGUNAKAN DATA SEISMIK 2D DI WILAYAH NORTH SUMATRA” adalah benar-benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diijinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka.

Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya, 6 Juli 2017

Muhammad Arif Budiman  
NRP 3713100048

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

# **PREDIKSI TEKANAN PORI MENGGUNAKAN DATA SEISMIK 2D DI WILAYAH NORTH SUMATRA**

Nama : Muhammad Arif Budiman  
Program Studi : S1 Teknik Geofisika  
Departemen : Teknik Geofisika FTSP-ITS  
Dosen Pembimbing : Dr. Dwa Desa Warnana  
: Firman Syaifuddin, S.Si, M.Si

## **ABSTRAK**

Prediksi tekanan pori sebelum proses pengeboran menjadi hal yang sangat penting karena banyaknya berat lumpur (*Mud Weight*) dapat direpresentasikan ketika melakukan pengeboran. Pada daerah North Sumatra, *Overpressure* terjadi akibat dominasi tebal dari batuan shale pada formasi Baong dan Keutapang. Dalam memprediksi tekanan pori pada daerah tersebut, digunakan pendekatan dari metode Eaton untuk prediksi tekanan pori pada formasi Keutapang dan metode Bower yang dimodifikasi pada konstanta A dan B untuk prediksi tekanan pori di formasi Baong. Pendekatan pada penelitian ini dibedakan karena metode Bower cocok untuk prediksi nilai tekanan pori akibat mekanisme *unloading* pada formasi Baong. Sedangkan metode Eaton diterapkan pada formasi Keutapang karena formasi tersebut tidak sepenuhnya didominasi oleh batuan shale seperti pada formasi Baong. Kemudian, tekanan pori diraih dengan dimasukkannya beberapa parameter seperti tekanan overburden, tekanan normal hidrostatik, kecepatan *normal compaction trend*, kecepatan interval, konstanta Bower dan *Drill Steam Test* (DST). Dari hasil analisa, didapatkan zona *Overpressure* mulai dari upper formasi Keutapang dengan nilai tekanan pori sekitar 3000 Psi dan zona yang *high Overpressure* pada base formasi Baong sekitar 7000 – 10000 Psi. Selain itu, hasil pemodelan penampang tekanan pori pada lokasi penelitian menunjukkan zona *Overpressure* terbentuk karena mekanisme *loading* pada formasi Keutapang, mekanisme *unloading* pada formasi Baong, dan *lateral drainage* pada line 2 formasi Peutu.

**Kata kunci:** *Prediksi Tekanan Pori, Overpressure, Eaton, Bower*

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

# **PORE PRESSURE PREDICTION USING 2D SEISMIC DATA IN NORTH SUMATRA**

Student Name : Muhammad Arif Budiman  
Student ID Number : S1 Teknik Geofisika  
Department : Teknik Geofisika FTSP-ITS  
Supervisors : Dr. Dwa Desa Warnana  
: Firman Syaifuddin, S.Si, M.Si

## **ABSTRACT**

Pore pressure is a pressure that's caused by fluid inside the formation. Pore pressure prediction become very important because it could representative how much Mud Weight that we need when doing a drill. In Nort Sumatra Region, pore pressure is caused by the dominated of thick shale in Baong formation and Keutapang formation. To predict pore pressure on that area, Writer used approach from Eaton method to predict pore pressure at Keutapang formation and Bower method that Writer modified on A and B constants to predict pore pressure at Baong formation. Writer used different approach on different formation because Bower method is suitable for shale on unloading mechanism case like on Baong formation. While Eaton method was used on Keutapang formation because it's not fully dominated by shale like on Baong formation. Then, pore pressure was generated from input parameter like Overburden stress, normal hydrostatic pressure, velocity normal compaction trend, velocity interval, Bower constanta and Drill Steam Test (DST). From this research, it's conducted that there is Overpressure zone on upper formation of Keutapang with pore pressure value of 3000 ft and keep going up in parallel. Other than that, pore pressure modelling on research sites showed that Overpressure zone is made because loading mechanism on Keutapang formation, unloading mechanism on Baong formation, lateral drainage on line 2 Peutu formation.

**Key Word:** *Pore Pressure Prediction, Overpressure, Eaton, Bower*

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## KATA PENGANTAR

Puji syukur kehadiran Allah SWT karena atas rahmat-Nya sehingga laporan Tugas Akhir dengan berjudul “Prediksi Tekanan Pori Menggunakan Data Seismik 2D Di Wilayah *North Sumatra*” ini dapat terselesaikan.

Selama pelaksanaan dan penyusunan laporan Tugas Akhir ini, banyak pihak yang telah memberikan bantuan dan dorongan secara moral maupun materil kepada penulis. Untuk itu, penulis mengucapkan terimakasih kepada:

1. Bapak Dr. Widya Utama DEA. selaku Ketua Departemen Teknik Geofisika FTSP ITS.
2. Bapak Dr. Dwa Desa Warnana dan Bapak Firman Syaifuddin, S.Si. MT. selaku dosen pembimbing di Departemen Teknik Geofisika FTSP ITS.
3. Bapak Bagus Endar Bachtiar Nurhandoko yang telah memberikan kesempatan bagi penulis untuk melaksanakan Tugas Akhir di PT. Rock Fluid Imaging Lab Bandung.
4. Ibu Susilowati dan Bapak Kaswandhi Triyoso selaku pembimbing di PT. Rock Fluid Imaging Lab Bandung yang telah mendidik dan memberikan pengajaran tentang prediksi tekanan pori.
5. Seluruh dosen dan karyawan Departemen Teknik Geofisika FTSP ITS yang telah banyak memberikan ilmu selama penulis melakukan studi di Departemen Teknik Geofisika.
6. Teman-teman Teknik Geofisika ITS angkatan 2013 atas dukungannya.
7. Orang tua dan segenap keluarga penulis atas doa dan motivasinya sehingga penulis dapat menyelesaikan laporan Tugas Akhir ini.
8. Semua pihak yang tidak dapat dituliskan satu per satu oleh penulis, terima kasih banyak atas doa dan dukungannya.

*Halaman ini sengaja dikosongkan*



Penulis menyadari bahwa masih terdapat banyak kekurangan dalam penulisan laporan Tugas Akhir ini. Karenanya, penulis mengharapkan kritik dan saran yang membangun sebagai pembelajaran bagi penulis untuk lebih baik lagi. Akhir kata, semoga laporan ini dapat bermanfaat, khususnya bagi penulis dan pembaca pada umumnya.

Surabaya, 6 Juli 2017

Penulis

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

# DAFTAR ISI

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR.....	vii
ABSTRAK.....	ix
ABSTRACT .....	xi
KATA PENGANTAR .....	xiii
DAFTAR ISI .....	xvii
DAFTAR GAMBAR.....	xxi
DAFTAR TABEL .....	xxvii
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1    Latar Belakang .....	1
1.2    Perumusan Masalah .....	2
1.3    Tujuan .....	2
1.4    Batasan Masalah.....	2
1.5    Manfaat .....	2
1.6    Sistematika Penulisan.....	2
BAB II KAJIAN PUSTAKA.....	5
2.1    Definisi Konsep Tekanan Bawah Permukaan .....	5
2.1.1    Persamaan Terzaghi .....	5
2.1.2    Tekanan Normal Hidrostatik .....	6
2.1.3    Tekanan Overpressure dan Underpressure .....	6
2.1.4    Tekanan Overburden (Overburden stress) .....	6
2.2    Mekanisme terjadinya Overpressure .....	7
2.2.1    Mekanisme Loading.....	7
2.2.2    Mekanisme Unloading .....	8
2.2.3    Mekanisme Centroid.....	9
2.2.4    Efek Buoyancy .....	10
2.2.5    Lateral Drainage .....	10
2.4    Metode Eaton .....	11

2.5	Metode Bower .....	12
2.6	Geologi Regional Penelitian .....	13
BAB III METODOLOGI .....		17
3.1	Diagram Alir Penelitian .....	17
3.2	Metodologi Penelitian .....	17
3.2.1	Data Sumur .....	17
3.2.2	Data Seismik 2D .....	20
3.2.3	Tekanan Pori .....	21
3.3	Ketersediaan Data .....	23
BAB IV PEMBAHASAN .....		35
4.1	Pengumpulan Data Sumur .....	35
4.1.1	Tekanan Overburden Sumur .....	35
4.1.2	Tekanan Normal Hidrostatik Sumur .....	36
4.1.3	Normal Compaction Trend Sumur .....	38
4.1.4	Nilai Tekanan Pori Sumur .....	40
4.2	Pengumpulan Data Seismik .....	47
4.2.1	Tekanan Overburden Seismik .....	47
4.2.2	Tekanan Normal Hidrostatik Seismik .....	48
4.2.3	Kecepatan interval Seismik .....	49
4.2.4	Nilai Tekanan Pori Seismik .....	56
4.3	Interpretasi Data .....	60
4.3.1	Formasi Keutapang .....	61
4.3.2	Formasi Baong .....	65
4.3.3	Formasi Peutu .....	68
4.3.4	Zona Overpressure .....	71
BAB V KESIMPULAN .....		79
5.1.	Kesimpulan .....	79
5.2.	Saran .....	79

DAFTAR PUSTAKA .....	81
BIODATA PENULIS .....	83

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## DAFTAR GAMBAR

GAMBAR 2.1	DEFINISI TEKANAN PORI (RAMDHAN, 2016).....	5
GAMBAR 2.2	KOMPAKSI SECARA NORMAL (RAMDHAN, 2016).....	7
GAMBAR 2.3	KOMPAKSI PADA KASUS MEKANISME LOADING (RAMDHAN, 2016).....	8
GAMBAR 2.4	MEKANISME UNLOADING (RAMDHAN, 2017 DALAM SWARBRICK DAN OSBORNE, 1998).....	8
GAMBAR 2.5	ILUSTRASI DARI KONSEP CENTROID (BRUCE DAN BOWER, 2002).....	9
GAMBAR 2.6	ILUSTRASI DARI KONSEP LATERAL TRANSFER (BRUCE DAN BOWER, 2002).....	9
GAMBAR 2.7	ILUSTRASI DARI EFEK BUOYANCY (ZHANG, 2011).....	10
GAMBAR 2.8	ILUSTRASI DARI LATERAL DRAINAGE (RAMDHAN, 2016).....	11
GAMBAR 2.9	EFFECTIVE STRESS MAKSIMAL (TITIK A) DAN EFFECTIVE STRESS AKIBAT UNLOADING (TITIK B DAN C) (RAMDHAN, 2016). ....	13
GAMBAR 2.10	LOKASI NORTH SUMATRA (ANDREASON ET AL, 1997).....	14
GAMBAR 2.11	STRATIGRAFI NORTH SUMATRA BASIN (RAMDHAN, 2016 DALAM PERTAMINA BPPKA, 1996).....	15
GAMBAR 3.1	DIAGRAM ALIR PENELITIAN.....	17
GAMBAR 3.2	DIAGRAM PROSES MENDAPATKAN NILAI TEKANAN OVERBURDEN. ....	18
GAMBAR 3.3	DIAGRAM PROSES MENDAPATKAN NILAI NORMAL HYDROSTATIC PRESSURE.....	18
GAMBAR 3.4	DIAGRAM PROSES MENDAPATKAN NILAI KECEPATAN NCT PADA TIAP SUMUR.....	19
GAMBAR 3.5	DIAGRAM PROSES MENDAPATKAN NILAI TEKANAN PORI.....	19
GAMBAR 3.6	DIAGRAM PROSES MENDAPATKAN NILAI TEKANAN OVERBURDEN SEISMIK.....	20
GAMBAR 3.7	DIAGRAM PROSES MENDAPATKAN NILAI TEKANAN NORMAL HIDROSTATIK SEISMIK. ....	20

GAMBAR 3.8	DIAGRAM PROSES MENDAPATKAN NILAI KECEPATAN INTERVAL.....	21
GAMBAR 3.9	DIAGRAM ALIR MENDAPATKAN NILAI TEKANAN PORI SEISMIK MENGGUNAKAN METODE EATON.....	22
GAMBAR 3.10	DIAGRAM ALIR MENDAPATKAN NILAI TEKANAN PORI SEISMIK MENGGUNAKAN METODE BOWER.....	22
GAMBAR 3.11	DIAGRAM ALIR MENDAPATKAN NILAI TEKANAN PORI SEISMIK MENGGUNAKAN METODE BOWER UNLOADING. ....	23
GAMBAR 3.12	LINTASAN SEISMIK DAN SUMUR PENGUKURAN. ....	23
GAMBAR 3.13	SEISMIK 2D POST STACK TIME MIGRATION LINE 1 DAN DATA SUMUR A1 DARI FORMASI KEUTAPANG SAMPAI FORMASI PEUTU (LINGKARAN HITAM).....	24
GAMBAR 3.14	SEISMIK 2D POST STACK TIME MIGRATION LINE 2 DAN DATA SUMUR A2 DARI FORMASI KEUTAPANG SAMPAI FORMASI PEUTU (LINGKARAN HITAM).....	24
GAMBAR 3.15	SEISMIK 2D POST STACK TIME MIGRATION LINE 3 DAN DATA SUMUR A3 DARI FORMASI KEUTAPANG SAMPAI TOP FORMASI BAONG (LINGKARAN HITAM).....	25
GAMBAR 3.16	SEISMIK 2D POST STACK TIME MIGRATION LINE 4 DAN DATA SUMUR A4 DARI FORMASI KEUTAPANG SAMPAI FORMASI BAONG BAGIAN ATAS (LINGKARAN HITAM).....	25
GAMBAR 3.17	SEISMIK 2D POST STACK TIME MIGRATION LINE 5 DAN DATA SUMUR A4 DARI FORMASI KEUTAPANG SAMPAI UPPER FORMASI BAONG BAGIAN ATAS (LINGKARAN HITAM).....	26
GAMBAR 3.18	SEISMIK 2D DENSITY LINE 1. ....	26
GAMBAR 3.19	SEISMIK 2D DENSITY LINE 2. ....	27
GAMBAR 3.20	SEISMIK 2D DENSITY LINE 3. ....	27
GAMBAR 3.21	SEISMIK 2D DENSITY LINE 4. ....	28
GAMBAR 3.22	SEISMIK 2D DENSITY LINE 5. ....	28
GAMBAR 3.23	SEISMIK 2D VP LINE 1. ....	29
GAMBAR 3.24	SEISMIK 2D VP LINE 2. ....	29



GAMBAR 3.25	SEISMIK 2D VP LINE 3. ....	30
GAMBAR 3.26	SEISMIK 2D VP LINE 4. ....	30
GAMBAR 3.27	SEISMIK 2D VP LINE 5. ....	31
GAMBAR 3.28	SEISMIK 2D VRMS LINE 1. ....	31
GAMBAR 3.29	SEISMIK 2D VRMS LINE 2. ....	32
GAMBAR 3.30	SEISMIK 2D VRMS LINE 3. ....	32
GAMBAR 3.31	SEISMIK 2D VRMS LINE 4. ....	33
GAMBAR 3.32	SEISMIK 2D VRMS LINE 5. ....	33
GAMBAR 3.33	CONTOH HORIZON KEUTAPANG (ATAS), BAONG (TENGAH), DAN PEUTU (BAWAH) PADA SEISMIK 2D POST STACK TIME MIGRATION LINE 1..	34
GAMBAR 4.1	NILAI TEKANAN OVERBURDEN PADA TIAP SUMUR.....	36
GAMBAR 4.2	NILAI NORMAL HYDROSTATIC PRESSURE PADA TIAP SUMUR ...	37
GAMBAR 4.3	NILAI KECEPATAN INTERVAL (WARNA ORANYE) DAN KECEPATAN NCT (WARNA BIRU) PADA TIAP SUMUR. ....	39
GAMBAR 4.4	HASIL PREDIKSI TEKANAN PORI METODE EATON. ....	41
GAMBAR 4.5	CROSSPLOT DATA SONIC DAN EFFECTIVE STRESS PADA TIAP SUMUR.....	43
GAMBAR 4.6	HASIL METODE BOWER PADA SUMUR A1 .....	44
GAMBAR 4.7	HASIL METODE BOWER DENGAN MODIFIKASI PADA SUMUR A1.....	46
GAMBAR 4.8	CONTOH BENTUK KOREKSI TEKANAN OVERBURDEN PADA SUMUR A1.....	48
GAMBAR 4.9	HASIL PROSES WELL TO SEISMIK TIE PADA SUMUR A1 (LINGKARAN KUNING) DAN KORELASINYA (LINGKARAN HITAM).....	50
GAMBAR 4.10	HASIL KORELASI WELL TO SEISMIK TIE PADA SUMUR A3 (LINGKARAN KUNING) DAN KORELASINYA (LINGKARAN HITAM).....	50
GAMBAR 4.11	HASIL KORELASI WELL TO SEISMIK TIE PADA SUMUR A4 (LINGKARAN KUNING) DAN KORELASINYA (LINGKARAN HITAM).....	51
GAMBAR 4.12	HASIL CROSSPLOT PADA SEISMIK LINE 1 DAN SUMUR A1 (KOTAK PUTIH).....	51

GAMBAR 4.13	HASIL CROSSPLOT PADA SEISMIK LINE 2 DAN SUMUR A1 (KOTAK PUTIH).....	52
GAMBAR 4.14	HASIL CROSSPLOT PADA SEISMIK LINE 3 DAN SUMUR A3 (KOTAK PUTIH).....	52
GAMBAR 4.15	HASIL CROSSPLOT PADA SEISMIK LINE 4 DAN SUMUR A4 (KOTAK PUTIH).....	52
GAMBAR 4.16	CONTOH BENTUK KOREKSI KECEPATAN INTERVAL PADA SUMUR A1.....	53
GAMBAR 4.17	KECEPATAN INTERVAL TERKOREKSI PADA SEISMIK LINE 1. ...	54
GAMBAR 4.18	KECEPATAN INTERVAL TERKOREKSI PADA SEISMIK LINE 2. ...	54
GAMBAR 4.19	KECEPATAN INTERVAL TERKOREKSI PADA SEISMIK LINE 3. ...	55
GAMBAR 4.20	KECEPATAN INTERVAL TERKOREKSI PADA SEISMIK LINE 4. ...	55
GAMBAR 4.21	KECEPATAN INTERVAL TERKOREKSI PADA SEISMIK LINE 5. ...	56
GAMBAR 4.22	HASIL PREDIKSI TEKANAN PORI SEISMIK MENGGUNAKAN METODE EATON DAN BOWER LINE 1. ....	58
GAMBAR 4.23	HASIL PREDIKSI TEKANAN PORI SEISMIK MENGGUNAKAN METODE EATON DAN BOWER LINE 2. ....	58
GAMBAR 4.24	HASIL PREDIKSI TEKANAN PORI SEISMIK MENGGUNAKAN METODE EATON DAN BOWER LINE 3. ....	59
GAMBAR 4.25	HASIL PREDIKSI TEKANAN PORI SEISMIK MENGGUNAKAN METODE EATON DAN BOWER LINE 4. ....	59
GAMBAR 4.26	HASIL PREDIKSI TEKANAN PORI SEISMIK MENGGUNAKAN METODE EATON DAN BOWER LINE 5. ....	60
GAMBAR 4.27	PREDIKSI TEKANAN PORI FORMASI KEUTAPANG LINE 1.....	61
GAMBAR 4.28	PREDIKSI TEKANAN PORI FORMASI KEUTAPANG LINE 2.....	61
GAMBAR 4.29	PREDIKSI TEKANAN PORI FORMASI KEUTAPANG LINE 3.....	62
GAMBAR 4.30	PREDIKSI TEKANAN PORI FORMASI KEUTAPANG LINE 4.....	63
GAMBAR 4.31	OVERLAY SEISMIK LINE 4 DENGAN HASIL PREDIKSI TEKANAN PORI.....	63
GAMBAR 4.32	PREDIKSI TEKANAN PORI FORMASI KEUTAPANG LINE 5.....	64

GAMBAR 4.33	PREDIKSI TEKANAN PORI FORMASI BAONG LINE 1. ....	65
GAMBAR 4.34	PREDIKSI TEKANAN PORI FORMASI BAONG LINE 2. ....	65
GAMBAR 4.35	PREDIKSI TEKANAN PORI FORMASI BAONG LINE 3. ....	66
GAMBAR 4.36	PREDIKSI TEKANAN PORI FORMASI BAONG LINE 4. ....	66
GAMBAR 4.37	PREDIKSI TEKANAN PORI FORMASI BAONG LINE 5. ....	67
GAMBAR 4.38	PREDIKSI TEKANAN PORI FORMASI PEUTU LINE 1. ....	68
GAMBAR 4.39	EFEK BUOYANCY PADA SUMUR A1 .....	69
GAMBAR 4.40	PREDIKSI TEKANAN PORI FORMASI PEUTU LINE 2. ....	69
GAMBAR 4.41	PREDIKSI TEKANAN PORI FORMASI PEUTU LINE 3. ....	70
GAMBAR 4.42	PREDIKSI TEKANAN PORI FORMASI PEUTU LINE 4. ....	70
GAMBAR 4.43	PREDIKSI TEKANAN PORI FORMASI PEUTU LINE 5. ....	71
GAMBAR 4.44	NILAI TEKANAN PORI SEISMİK PADA TIAP LINE. ....	73
GAMBAR 4.45	ZONA OVERPRESSURE PADA LINE 1.....	74
GAMBAR 4.46	ZONA OVERPRESSURE PADA LINE 2.....	75
GAMBAR 4.47	ZONA OVERPRESSURE PADA LINE 3.....	76
GAMBAR 4.48	ZONA OVERPRESSURE PADA LINE 4.....	76
GAMBAR 4.49	ZONA OVERPRESSURE PADA LINE 5.....	77

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## DAFTAR TABEL

TABEL 3.1 DATA SUMUR YANG DIGUNAKAN .....	34
TABEL 4.1 KORELASI DATA DST DAN HASIL PREDIKSI.....	46
TABEL 4.2 KORELASI DATA DST DAN HASIL PREDIKSI SEISMIK. ....	57

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Wilayah *North Sumatra* dikenal sebagai daerah yang mengalami *Overpressure* di Indonesia. Salah satu lapangan di daerah tersebut memiliki kondisi *Overpressure* yang terdeteksi di base formasi Keutapang dan formasi Baong (Irawan et al, 2014). *Overpressure* sendiri ialah kondisi dimana nilai tekanan pori dalam suatu batuan lebih tinggi dibanding nilai tekanan hidrostatiknya (Ramdhan, 2017). Dalam proses eksplorasi, pemahaman terhadap karakterisasi sifat fisik batuan dan fluida pengisi batuan di daerah ini sangat penting untuk menentukan berhasil atau tidaknya suatu kegiatan eksplorasi. Kaitannya dengan kegiatan pengeboran, pengetahuan atas sifat fisik dan fluida batuan tersebut dapat membantu untuk mendeteksi keberadaan *Overpressure*, sehingga resiko kecelakaan pengeboran dapat dihindari dan tindakan penanggulangan dapat lebih dipersiapkan dengan lebih baik. Walaupun begitu, informasi untuk memprediksi nilai tekanan pori hanya bisa diperoleh setelah pengeboran sumur dilakukan dan hanya bersifat lokal satu dimensi (Djunaedi, 2011). Dilain pihak, mendeteksi *Overpressure* sebelum dilakukan pengeboran akan lebih bermanfaat untuk persiapan pengeboran yang lebih baik. Oleh karena itu, untuk menutupi keterbatasan data sumur, metode seismik bisa digunakan untuk kepentingan deteksi *Overpressure* sebelum dilakukannya pengeboran dan mencakup area yang lebih luas (Djunaedi, 2011).

Dalam memprediksi tekanan pori telah berkembang beberapa metode prediksi, salah satunya yaitu metode turunan dari data seismik. Metode-metode tersebut mengutamakan hasil prediksi yang akurat dan meminimalkan kesalahan dalam operasi pengeboran. Metode-metode prediksi tekanan pori yang berkembang adalah dengan menggunakan data kecepatan yang diturunkan dari data seismik, yang dipopulerkan oleh Eaton (1975) dan Bower (1995). Metode Eaton (1975) diperkenalkan sebagai persamaan empiris dengan studi kasus di Gulf of Mexico (Eaton, 1975). Sebagai metode empiris, metode Eaton menggunakan semua data yang ada untuk mendeteksi *Overpressure* yang disebabkan Karena mekanisme *loading* sehingga hasil perhitungan metode ini mendekati nilai data kontrol yang ada. Namun, persamaan Eaton tidak memperhitungkan *Overpressure* yang disebabkan oleh mekanisme *unloading*, sehingga terkadang nilai tekanan pori yang terukur lebih rendah dari nilai yang seharusnya. Maka dari itu, metode yang dikembangkan oleh Bower (1995) menjadi solusi dari ketidakakuratan metode Eaton ini. Sayangnya, untuk beberapa kasus metode Bower dianggap tidak bagus. Hasil penelitian mengenai perbandingan metode yang digunakan untuk memprediksi tekanan pori menunjukkan bahwa metode Eaton dianggap paling baik untuk digunakan

dibandingkan metode Bower (Wibowo, 2015). Karenanya, untuk dapat menghasilkan prediksi tekanan pori yang akurat, dilakukan pendekatan menggunakan metode Eaton dan Bower dari data seismik.

## **1.2 Perumusan Masalah**

Adapun rumusan masalah pada penelitian ini yaitu studi lokal mengenai *Overpressure* merupakan masalah yang perlu diketahui sebelum dilakukannya pengeboran di wilayah *North Sumatra*. Distribusi tekanan pori di daerah penelitian dilakukan dengan pendekatan metode Eaton dan Bower.

## **1.3 Tujuan**

Tujuan penelitian ini ialah untuk mendapatkan model 2D distribusi nilai tekanan pori dari data seismik yang mendekati nilai tekanan pori hasil pengukuran langsung dan untuk mendapatkan persebaran *Overpressure* di tiap formasi dengan pendekatan Eaton dan Bower.

## **1.4 Batasan Masalah**

Penelitian ini dibatasi hanya pada prediksi tekanan pori yang diturunkan dari data kecepatan seismik dan data sumur serta perhitungannya untuk kasus wilayah *North Sumatra* hanya dengan pendekatan Eaton dan Bower.

## **1.5 Manfaat**

Manfaat yang dapat diperoleh dari penelitian tugas akhir ini adalah dapat digunakan sebagai acuan umum untuk proses pengeboran yang ada di sekitar wilayah *North Sumatra*.

## **1.6 Sistematika Penulisan**

Sistematika penulisan studi ini terdiri dari beberapa bab yang bias dideskripsikan sebagai berikut:

- Bagian pertama dari penelitian tugas akhir ini terangkum dalam **BAB I**, secara umum bab ini membahas latar belakang dilakukannya penelitian ini, rumusan masalah, tujuan penelitian, batasan masalah, dan manfaat penelitian.



- Pembahasan berikutnya akan dijelaskan pada **BAB II** yaitu studi pustaka mengenai definisi dan konsep tekanan, serta metode yang digunakan, dan pembahasan geologi, stratigrafi regional.
- Pada **BAB III** akan dijelaskan alur penelitian dan metodologi yang dilakukan pada studi, serta ketersediaan data yang ada.
- **BAB IV** akan dibahas mengenai perlakuan, proses dan hasil yang didapatkan secara keseluruhan.
- Sebagai bagian akhir dari penulisan tugas akhir ini diberikan beberapa kesimpulan dan rekomendasi yang diperoleh dari keseluruhan penelitian yang terangkum dalam **BAB V**.

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## BAB II

### KAJIAN PUSTAKA

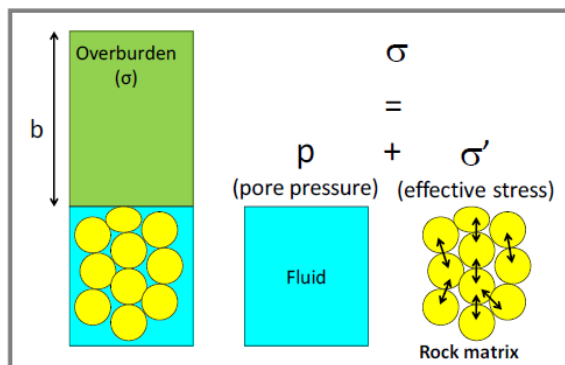
#### 2.1 Definisi Konsep Tekanan Bawah Permukaan

##### 2.1.1 Persamaan Terzaghi

Dalam dunia eksplorasi dan drilling ada beberapa tekanan yang sangat penting untuk diketahui, pengetahuan terhadap pengertian, proses, dan mekanisme masing-masing tekanan tersebut merupakan hal yang perlu untuk dipahami sebelum kita melakukan proses-proses yang berkaitan dengan tekanan pori (Yanto, 2011). Terzaghi (1925) menerangkan beberapa definisi tekanan yang saling berkaitan pada area bawah permukaan mengenai tekanan overburden yaitu ialah tekanan yang diakibatkan oleh pembebanan batuan sedimen yang ada di atasnya. Tekanan pori yaitu tekanan yang berasal dari fluida pada suatu batuan atau formasi serta *Effective Stress* yaitu stress yang timbul akibat kontak antara matriks batuan. Dari beberapa definisi ini, Terzaghi menjelaskan dalam persamaannya bahwa tekanan overburden ditahan bersama-sama oleh tekanan pori dan *Effective Stress* (Terzaghi, 1925).

$$\sigma = p + \sigma' \quad (2.1)$$

Dimana  $\sigma$  adalah *Overburden stress*,  $p$  adalah tekanan pori, dan  $\sigma'$  adalah *Effective Stress*. Persamaan di atas menjelaskan suatu konsep bahwa ketika suatu batuan mengalami penambahan pembebanan dari sedimen yang ada di atasnya, batuan tersebut akan mengalami kompaksi bersamaan dengan keluarnya fluida dari batuan tersebut yang menyebabkan nilai tekanan pori yang berkurang. Efek dari kejadian ini akan menghasilkan kontak antara matriks batuan yang dapat menaikkan nilai *Effective Stress* sampai nilai penjumlahan antara tekanan pori dan *Effective Stress* sama dengan nilai pembebanan yang dialaminya.



Gambar 2.1 Definisi tekanan pori (Ramdhan, 2016).

### 2.1.2 Tekanan Normal Hidrostatik

Tekanan hidrostatik adalah tekanan yang disebabkan oleh berat fluida dalam sebuah kolom ditulis dalam persamaan (2.2):

$$P = \rho g h \quad (2.2)$$

Dimana  $P$  adalah tekanan normal hidrostatik,  $\rho$  adalah densitas fluida,  $g$  ialah percepatan gravitasi, dan  $h$  ialah tinggi atau kedalaman. Secara umum nilai tekanan akan naik seiring bertambahnya kedalaman kolom suatu fluida, namun jika kita berbicara tentang gradien tekanan hidrostatik tidak akan dipengaruhi oleh kedalaman selama tidak ada perubahan densitas disuatu kedalaman. Gradien tekanan formasi ditulis biasanya dalam pound per inch square per feet (psi/ft). Dalam sistem Inggris disebut rasio dari tekanan formasi,  $P$  dalam psi dengan kedalaman (feet) (Yanto, 2011).

### 2.1.3 Tekanan *Overpressure* dan *Underpressure*

Dalam mengidentifikasi tekanan pori, kondisi dari tekanan pori tersebut akan dibagi menjadi tiga kondisi. Kondisi pertama ialah kondisi normal atau nilai tekanan porinya akan sama dengan nilai tekanan normal hidrostatiknya. Kedua ialah kondisi *Overpressure* dimana nilai tekanan porinya akan lebih besar daripada nilai tekanan normal hidrostatiknya, kondisi ini dapat menyebabkan blow-out pada sumur jika tidak diberi penanganan yang tepat. Dan kondisi ketiga ialah kondisi *underpressure* dimana nilai tekanan porinya akan lebih kecil daripada nilai tekanan hidrostatiknya (Ramdhan, 2016).

### 2.1.4 Tekanan Overburden (*Overburden stress*)

Tekanan overburden atau *Overburden stress* adalah tekanan yang terjadi karena pembebanan sedimen dan materi-materi yang ada di atas suatu formasi (Ramdhan, 2016). Secara matematis, tekanan overburden dapat dihitung dengan persamaan (2.4):

$$\sigma = \rho g z \quad (2.3)$$

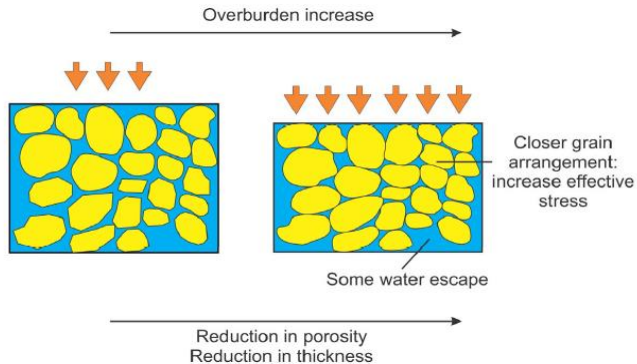
Dimana  $\sigma$  adalah tekanan overburden,  $\rho$  adalah densitas,  $g$  ialah percepatan gravitasi, dan  $z$  ialah tinggi atau kedalaman.

## 2.2 Mekanisme terjadinya *Overpressure*

Ketika tekanan pori berada dalam kondisi *Overpressure*, terdapat beberapa mekanisme geologi yang dapat mempengaruhi nilai tekanan porinya. Mekanisme tersebut, diantaranya adalah mekanisme *loading*, mekanisme *unloading*, mekanisme centroid, efek buoyancy, dan *lateral drainage*.

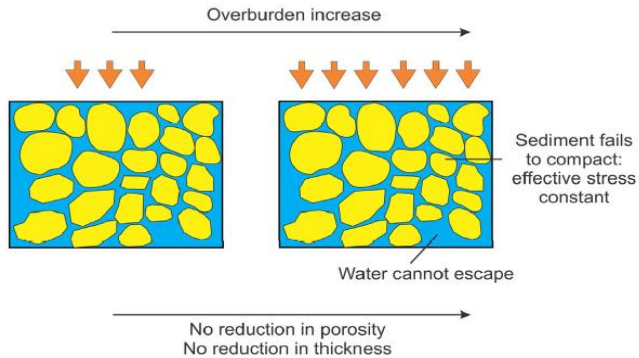
### 2.2.1 Mekanisme *Loading*

Mekanisme *loading* ialah suatu kondisi dimana batuan mengalami kegagalan untuk kompak. Pada keadaan normal, ketika terjadi penambahan beban sedimen maka batuan akan mengalami kompaksi dan mengeluarkan sebagian fluida yang ada pada batuan sehingga nilai *Effective Stress* nya akan naik.



Gambar 2.2 Kompaksi secara normal (Ramdhan, 2016).

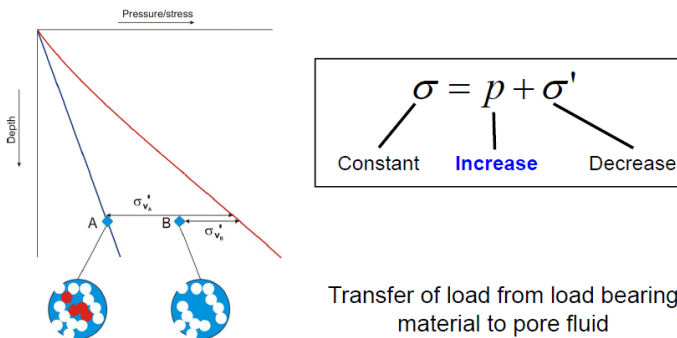
Pada mekanisme *loading* ini ketika terjadi pembebanan namun keadaan geologinya membuat batuan tersebut gagal untuk kompak, maka fluida dalam batuan tersebut tidak dapat keluar, sehingga nilai *Effective Stress* dari batuan tersebut akan tetap dan tekanan pori dari batuan tersebut akan naik untuk mengimbangi nilai overburden.



Gambar 2.3 Kompaksi pada kasus mekanisme *loading* (Ramdhan, 2016).

### 2.2.2 Mekanisme Unloading

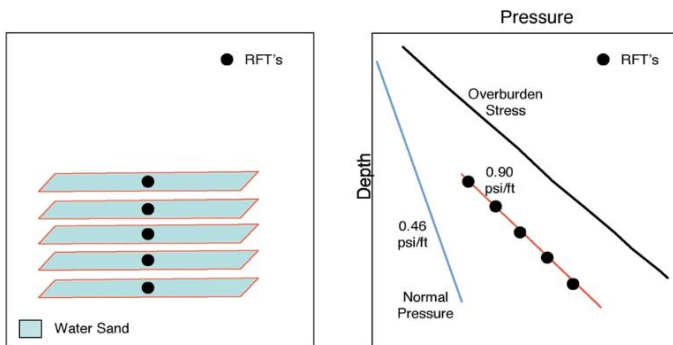
Mekanisme *unloading* atau fluid expansion ialah mekanisme dimana *Overpressure* terjadi karena proses sebagian butir-butir batuan yang solid berubah menjadi fluida. Sehingga mekanisme ini akan mengurangi nilai *Effective Stress* seiring dengan naiknya nilai tekanan pori. Salah satu contoh dari mekanisme ini ialah proses smectite menjadi illite.



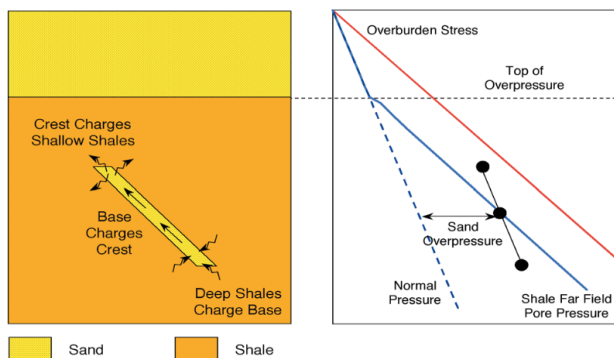
Gambar 2.4 Mekanisme *unloading* (Ramdhan, 2017 dalam Swarbrick dan Osborne, 1998).

### 2.2.3 Mekanisme Centroid

Konsep centroid muncul ketika muncul penelitian yang menganggap bahwa tekanan pada shale dan tekanan pada sand pasti mengikuti gradien lokal yang berbeda. Karena *Overpressure* pada sand adalah konstan atau parallel terhadap normal hidrostatik (gambar 2.5), tekanan pori harusnya mengikuti gradien normal hydrostatic, sedangkan tekanan pori shale tidak. Sand bertindak sebagai penyalur (conduit) untuk mentransfer tekanan. Pada kedalaman yang dalam, tekanan pori shale nilainya akan melebihi nilai tekanan pori sand. Namun, pada kedalaman dangkal, tekanan pori pada sand akan melebihi nilai tekanan pori shale. Centroid ialah kedalaman dimana tekanan pori antara shale dan sand ialah sama (gambar 2.6). (Bruce dan Bower, 2002)



Gambar 2.5 Ilustrasi dari konsep centroid (Bruce dan Bower, 2002)

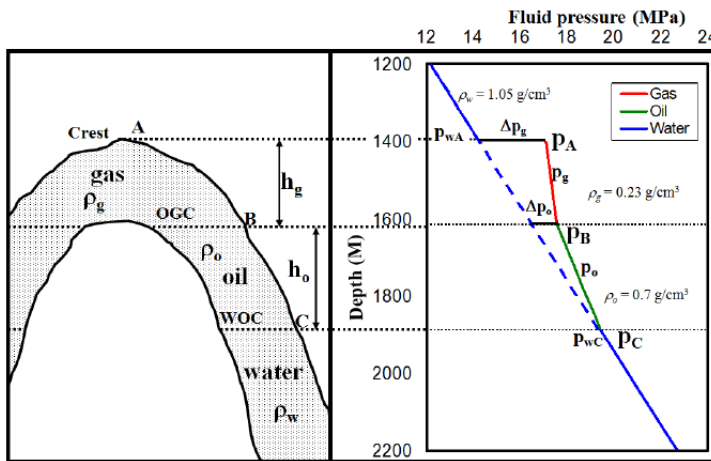


Gambar 2.6 Ilustrasi dari konsep Lateral transfer (Bruce dan Bower, 2002)

Gambar 2.6 adalah ilustrasi dari lateral transfer dimana terjadi perpindahan fluida yang berskala lokal dari shale yang ada di sekitar sand, sehingga tekanan pori pada sand menjadi *Overpressure*

#### 2.2.4 Efek Buoyancy

Efek buoyancy ialah efek yang terjadi ketika terdapat lebih dari satu jenis fluida pada suatu batuan. Fluida suatu batuan pada umumnya adalah air (water). Namun, pada batuan reservoir biasanya memiliki fluida lain seperti minyak dan gas. Ketika terdapat minyak dan gas pada suatu batuan, maka minyak dan gas ini akan memberikan nilai tekanan tambahan pada tekanan pori (boost) sehingga nilainya tidak lagi parallel terhadap tekanan normal hidrostatik. Gambar 2.7 menunjukkan penggambaran efek buoyancy ketika terdapat air, minyak, dan gas pada suatu batuan.



Gambar 2.7 Ilustrasi dari efek buoyancy (Zhang, 2011)

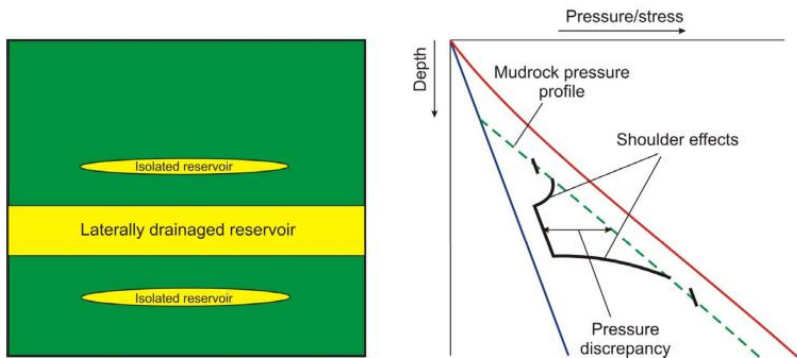
#### 2.2.5 Lateral Drainage

Lateral drainage ialah sebuah kondisi dimana *Overpressure* pada batuan permeable seperti pasir (sandstone), dan gamping (limestone) mengalami penurunan (drop) sampai mendekati nilai tekanan normal hidrostatiknya. Hal ini



diakibatkan karena fluida formasi yang ada pada batuan tersebut tersambung ke permukaan (surface) atau laut (seabed).

Gambar 2.8 mengilustrasikan bahwa reservoir yang mengalami *lateral drainage*, tekanannya akan drop sampai mendekati nilai tekanan normal hidrostatiknya. Kemudian, nilai tekanan porinya naik lagi ketika memasuki lapisan shale. Fenomena ini juga disebut sebagai *shoulder effect*. Berbeda dengan reservoir yang terisolasi, reservoir yang terisolasi akan membentuk profil tekanan yang parallel terhadap normal hidrostatik.



Gambar 2.8 Ilustrasi dari *lateral drainage* (Ramdhan, 2016)

## 2.4 Metode Eaton

Dalam teorinya, Eaton menjelaskan jika mayoritas tekanan bawah permukaan berasal dari pengaruh overburden atau disebut dengan *primary Overpressure* (Eaton, 1972). *Overpressure* ini terjadi karena penimbunan akibat cepatnya suplay sedimen yang berfungsi sebagai seal sehingga fluida yang ada sebelumnya tidak dapat bergerak. Cairan yang terperangkap dalam sebuah kolom batuan akan memberikan balasan sebagai aksi reaksi terhadap energi yang datang akibat beban yang makin bertambah di atasnya yang disebut *Overpressure primer*.

Untuk melakukan prediksi tekanan pori dengan menggunakan metode ini pada suatu daerah tertentu cukup menggunakan data hasil pengukuran geofisika seperti data seismik dan data sonic. Data seismik didapat dari hasil survey seismik pada wilayah tersebut dan data sonic bisa kita gunakan dari sumur-sumur yang sudah ada di sekitar lokasi yang akan kita prediksi. Berikut

rumusan singkat dari teori Eaton yang biasa digunakan para ahli geofisika dalam memprediksi tekanan pori suatu prospek yang akan dibor (Yanto, 2011).

Seperti yang telah disebutkan, Eaton menggunakan semata-mata data geofisika untuk melakukan prediksi tekanan pori suatu formasi. Persamaan Eaton secara sederhana dituliskan sebagai berikut:

$$PP = \sigma - [(\sigma - N_{hyd}) * \left( \frac{V_{interval}}{V_{Interval\ NCT}} \right)^x] \quad (2.4)$$

Dimana PP adalah tekanan pori (Psi),  $\sigma$  ialah *Overburden stress* (Psi),  $N_{hyd}$  adalah tekanan normal hidrostatik,  $V_{interval}$  adalah kecepatan interval yang terukur (m/s),  $V_{Interval\ NCT}$  ialah kecepatan interval pada *normal compaction trend* (NCT) (m/s), X adalah koefisien empiris Eaton. Dari persamaan (2.5) di atas, Eaton mengandalkan kecepatan interval dari data sonic untuk mendapatkan nilai *kecepatan pada normal compaction trend* (NCT). NCT ini nantinya akan digunakan untuk menghitung tekanan pori pada lokasi prediksi dengan menggunakan pendekatan Eaton.

## 2.5 Metode Bower

Metode yang dikembangkan oleh Glenn L. Bowers pada tahun 1995 ini pada dasarnya menggunakan konsep yang hampir sama dengan metode Eaton, yaitu persamaan untuk menentukan nilai *Effective Stressnya* (Bower, 1995). Namun persamaan yang dikemukakan oleh Bower ini lebih canggih (advance) dibandingkan dengan Eaton, Karena persamaan Bower lebih mempertimbangkan faktor *unloading*. Sehingga, membuat metode Bower ini lebih cocok untuk memprediksi formasi yang memiliki nilai tekanan pori yang tinggi.

Dalam persamaan untuk menentukan nilai *Effective Stress* pada kasus mekanisme *loading*, Bowers mengemukakan persamaan yang menghubungkan antara kecepatan interval dan *Effective Stress*. Persamaan Bowers secara sederhana dituliskan sebagai berikut:

$$V_{Interval} = V_o + A \sigma'^B \quad (2.5)$$

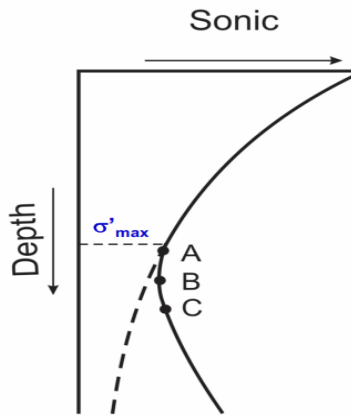
Dimana  $V_{Interval}$  adalah kecepatan interval yang terukur (m/s),  $V_o$  adalah kecepatan interval pada mudline,  $\sigma'$  adalah *Effective Stress*, A dan B adalah variable Bower yang didapatkan dari *crossplot* antara kecepatan interval dan *Effective Stress*.

Selain persamaan pada mekanisme *loading*, Bowers juga mengemukakan persamaan yang menghubungkan antara kecepatan interval dan

*Effective Stress* pada kasus *unloading*. Persamaan Bowers tersebut dapat dituliskan sebagai berikut:

$$V_{Interval} = V_o + A \left[ \sigma'_{max} \left( \frac{\sigma'}{\sigma'_{max}} \right)^{\frac{1}{U}} \right]^B \quad (2.6)$$

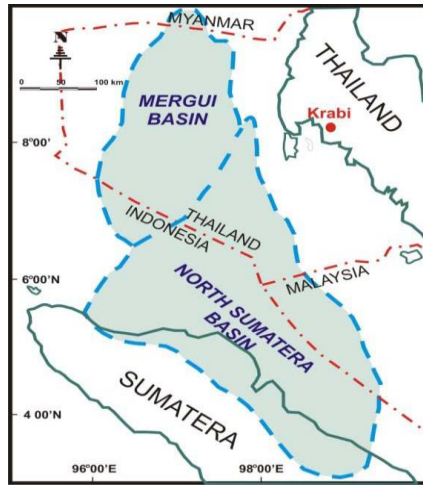
Dimana  $V_{Interval}$  adalah kecepatan interval yang terukur (m/s),  $V_o$  adalah kecepatan interval pada mudline,  $\sigma'$  adalah *Effective Stress*, A dan B adalah variable Bower yang didapatkan dari *crossplot* antara kecepatan interval dan *Effective Stress* (nilainya sama dengan persamaan Bower untuk mekanisme *loading*), U adalah variable Bower untuk mekanisme *unloading* dengan kisaran nilai 3 – 8, dan  $\sigma'_{max}$  adalah nilai *Effective Stress* maksimal yang dapat dihitung ketika nilai sonic mulai membalik (gambar 2.9).



Gambar 2.9 *Effective stress* maksimal (Titik A) dan *effective stress* akibat unloading (Titik B dan C) (Ramdhan, 2016).

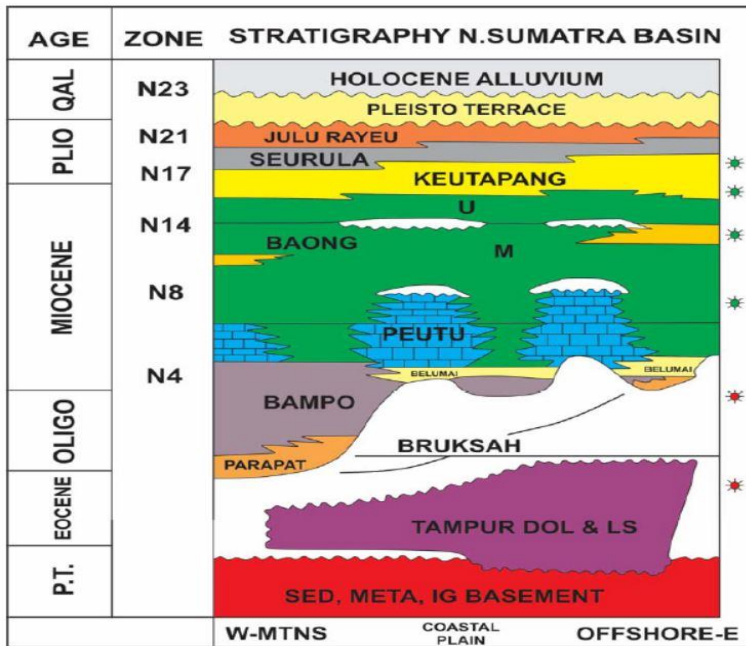
## 2.6 Geologi Regional Penelitian

*North Sumatra* terletak di bagian selatan dari Mergui *Basin* dan dikelilingi oleh beberapa negara seperti Thailand, Malaysia, Indonesian dan Myanmar (gambar 2.10). *North Sumatra Basin* sendiri ialah back-arc *Basin* dengan luas area 60 kilometer persegi baik di di darat maupun laut.



Gambar 2.10 Lokasi *North Sumatra* (Andreason et al, 1997).

Pada lokasi penelitian, terdapat tiga formasi geologi yang mendominasi yaitu formasi Keutapang, Baong, dan Peutu. Pada bagian atas (upper) formasi Keutapang didominasi oleh batuan permeable seperti dolomite dan pasir (sandstone) yang berliniasi juga dengan batuan lumpur (shale). Kemudian formasi baong didominasi oleh shale yang sangat tebal. Dan formasi peutu yang didominasi oleh limestone.



Gambar 2.11 Stratigrafi *North Sumatra Basin* (Ramdhan, 2016 dalam Pertamina BPPKA, 1996).

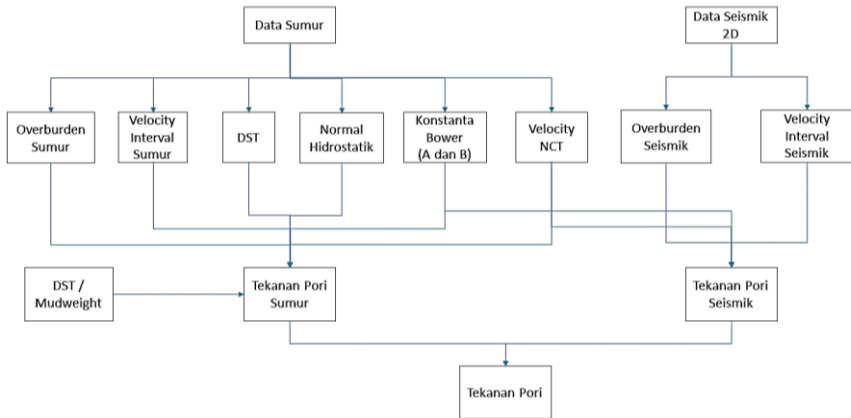
Menurut Aziz dan Bolt (1984) ada dua hal yang menyebabkan terjadinya *Overpressure* di *North Sumatra Basin* ini, yang pertama ialah karena pengendapan yang sangat cepat dan massif dari Formasi Baong yang didominasi oleh batuan shale. Akibat dari penurunan (*subsidence*) yang cepat sehingga fluida dalam formasi terperangkap dan tidak bisa keluar. Yang kedua ialah diagenesis dari mineral shale. Hasil studi menunjukkan bahwa smectite berubah menjadi silica akibat temperature yang tinggi, khususnya illite, dan menambah kandungan air formasi menjadi 10% sehingga menaikkan nilai tekanan porinya.

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## BAB III METODOLOGI

### 3.1 Diagram Alir Penelitian

Diagram alir keseluruhan yang dilakukan pada penelitian ini dijelaskan pada gambar 3.1. Penelitian ini menggunakan beberapa data seperti data sumur hasil *wireline logging* dan data seismik 2D.

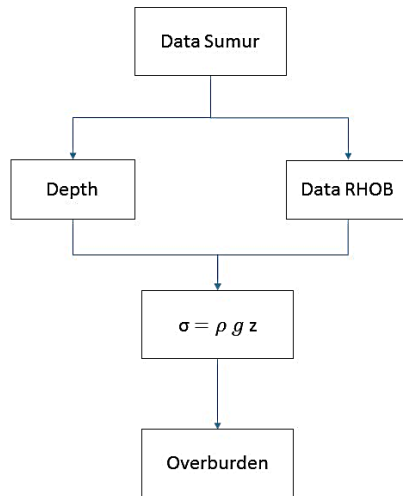


Gambar 3.1 Diagram alir penelitian

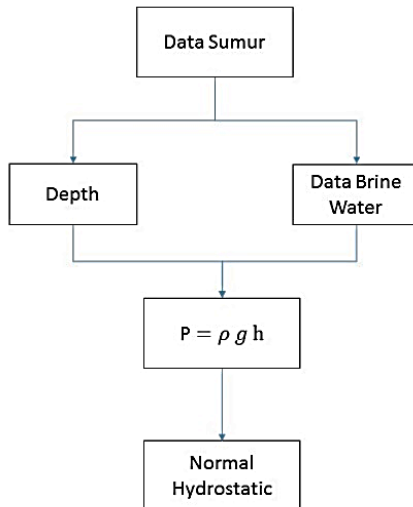
### 3.2 Metodologi Penelitian

#### 3.2.1 Data Sumur

Secara umum, pengolahan yang dilakukan pada penelitian ini digambarkan seperti pada gambar 3.1 menggunakan data sumur dan data seismik. Penelitian ini dimulai dari pengolahan data sumur untuk menentukan parameter-parameter yang dibutuhkan untuk menerapkan metode Eaton seperti tekanan overburden (gambar 3.2), tekanan normal hidrostatik (gambar 3.3), dan *kecepatan* NCT dari data kecepatan interval sonic (gambar 3.4). Selain metode Eaton, penelitian ini juga menerapkan metode Bower untuk mendapatkan nilai tekanan pori yang cocok dengan data kontrol serta untuk membandingkannya dengan metode Eaton (gambar 3.5).

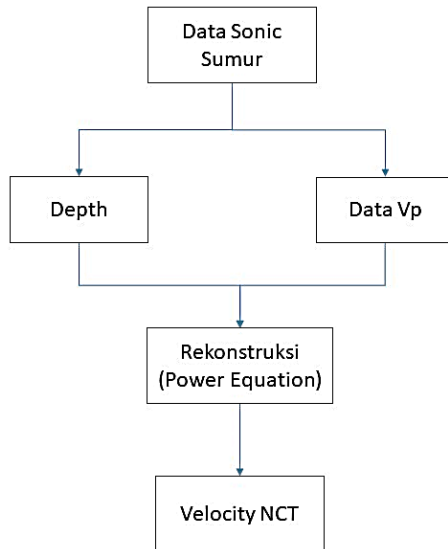


Gambar 3.2 Diagram proses mendapatkan nilai tekanan overburden.

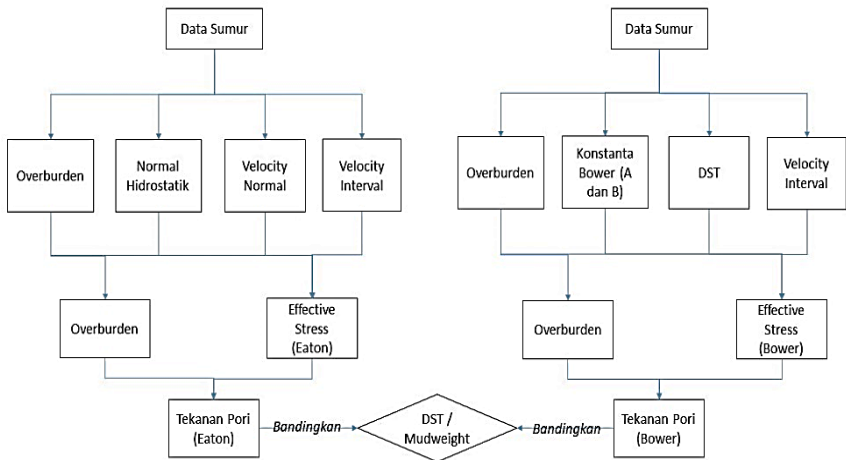


Gambar 3.3 Diagram proses mendapatkan nilai *normal hydrostatic pressure*





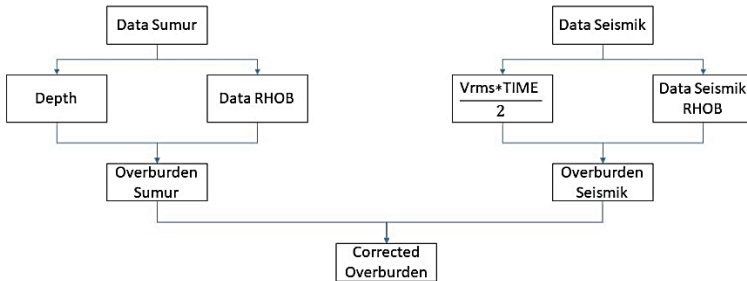
Gambar 3.4 Diagram proses mendapatkan nilai *kecepatan* nct pada tiap sumur



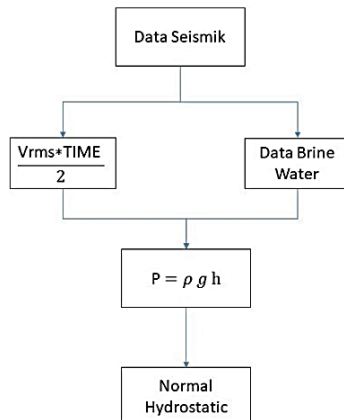
Gambar 3.5 Diagram proses mendapatkan nilai tekanan pori

### 3.2.2 Data Seismik 2D

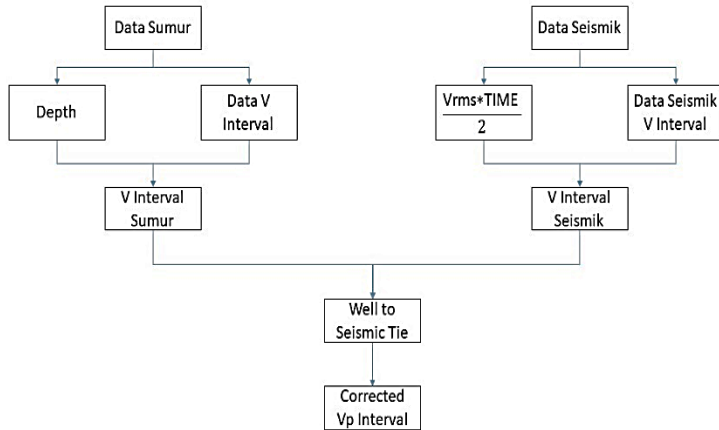
Untuk bagian seismik, penelitian dilanjutkan dengan mengumpulkan parameter-parameter yang dibutuhkan untuk dapat memprediksi tekanan pori seperti tekanan overburden seismik (gambar 3.6), tekanan normal hidrostatik seismik (gambar 3.7), dan kecepatan interval seismik (gambar 3.8). Kemudian, parameter-parameter yang didapatkan dari seismik tersebut dikoreksi sehingga nilainya bisa mendekati parameter-parameter yang ada di sumur. Adapun cara untuk mengkoreksinya secara umum digambarkan seperti pada gambar 3.6, gambar 3.7 dan gambar 3.8.



Gambar 3.6 Diagram proses mendapatkan nilai tekanan overburden seismik.



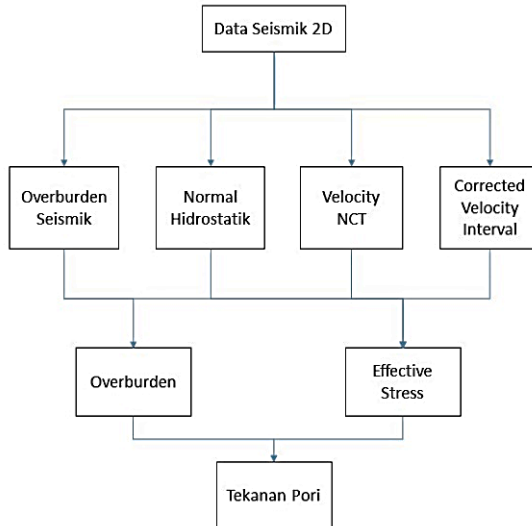
Gambar 3.7 Diagram proses mendapatkan nilai tekanan normal hidrostatik seismik.



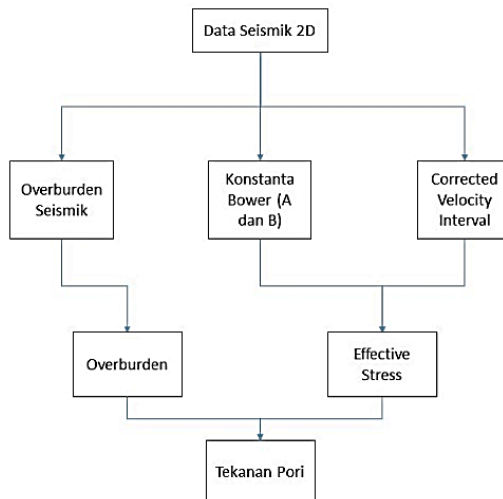
Gambar 3.8 Diagram proses mendapatkan nilai kecepatan interval.

### 3.2.3 Tekanan Pori

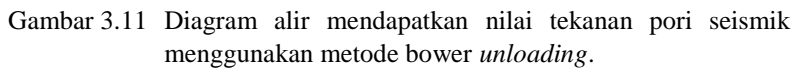
Pada penelitian ini, prediksi tekanan pori dilakukan dengan menggunakan pendekatan metode Eaton (gambar 3.9) dan pendekatan metode Bower (gambar 3.10 dan gambar 3.11) agar didapatkan hasil prediksi tekanan pori yang akurat. Untuk metode Eaton, parameter empiris Eaton yaitu  $X$  didapatkan dengan cara mencocokkan hasil perhitungan metode Eaton dengan data DST. Sedangkan untuk metode Bower, beberapa parameter empiris seperti konstanta  $A$ ,  $B$  dan  $U$  didapatkan dari data sumur.



Gambar 3.9 Diagram alir mendapatkan nilai tekanan pori seismik menggunakan metode eaton.



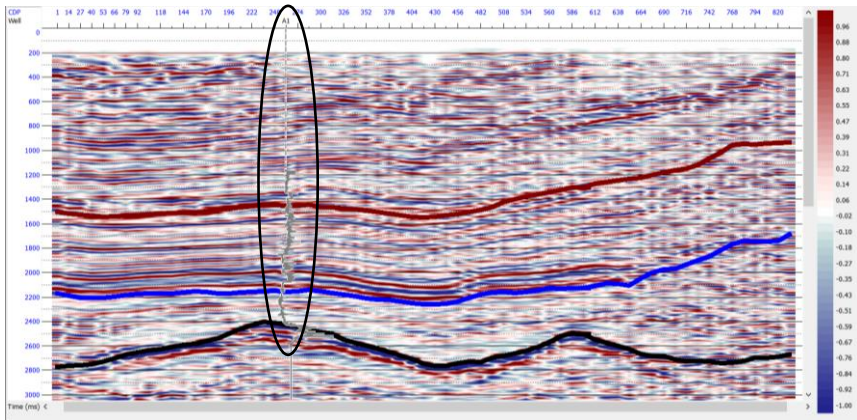
Gambar 3.10 Diagram alir mendapatkan nilai tekanan pori seismik menggunakan metode bower.



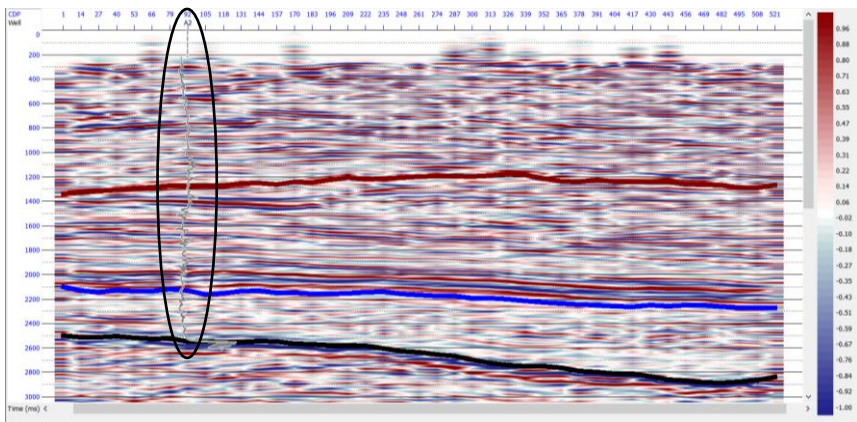
Sebelum melakukan pengolahan data, dilakukan pemeriksaan data yang akan digunakan dalam penelitian ini. Selengkapnya data-data yang digunakan dalam penelitian adalah:

- Gambar 3.12 Lintasan seismik dan sumur pengukuran.

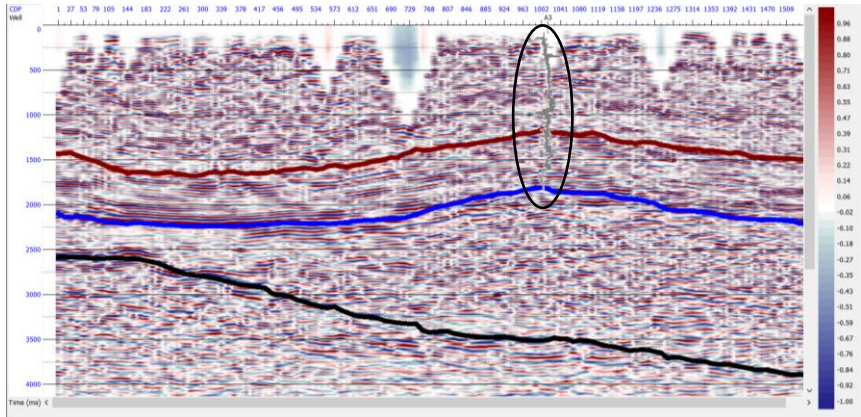
- Data seismik 2D Post Stack Time Migration (PTM) terdiri atas 5 line.



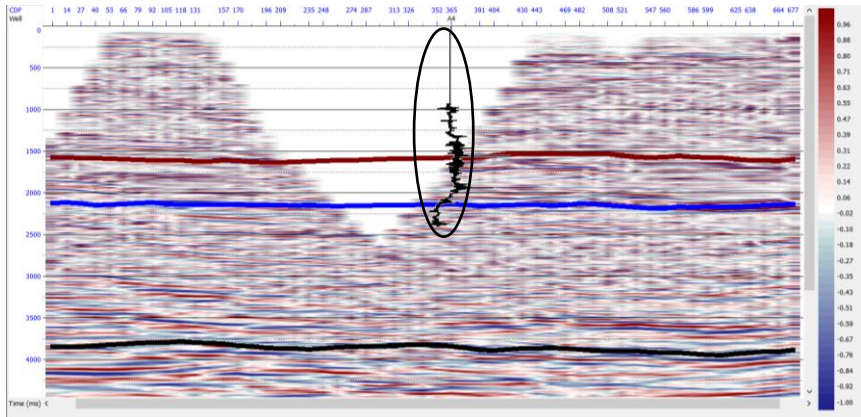
Gambar 3.13 Seismik 2D post stack time migration line 1 dan data sumur A1 dari formasi Keutapang sampai formasi Peutu (lingkaran hitam).



Gambar 3.14 Seismik 2D post stack time migration line 2 dan data sumur A2 dari formasi Keutapang sampai formasi Peutu (lingkaran hitam).

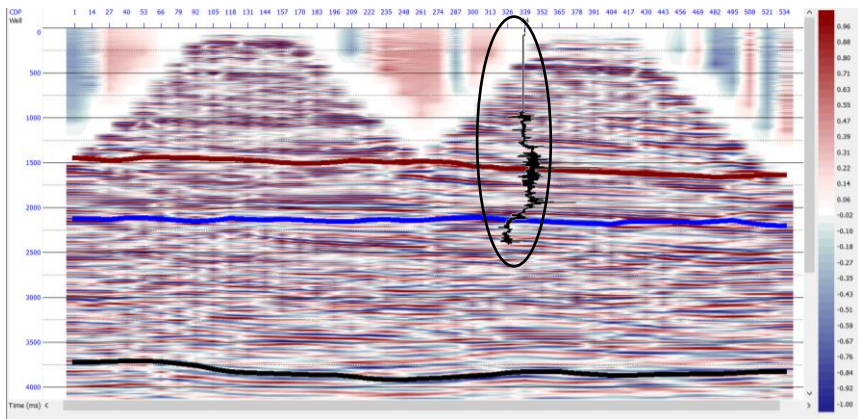


Gambar 3.15 Seismik 2D post stack time migration line 3 dan data sumur A3 dari formasi Keutapang sampai top formasi Baong (lingkaran hitam).



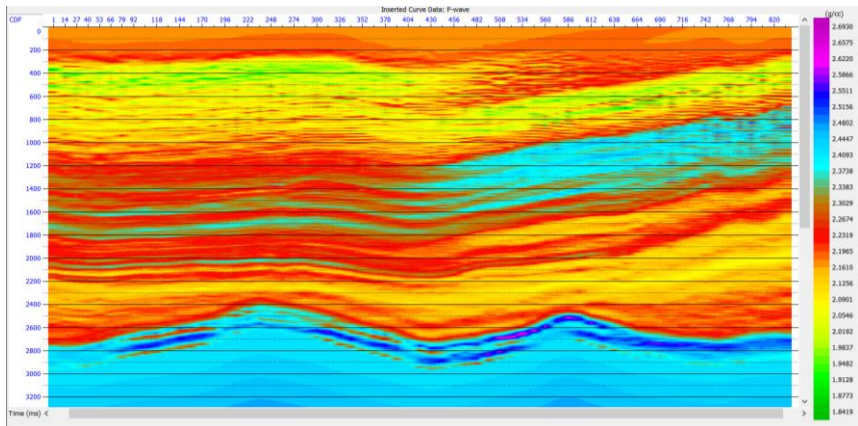
Gambar 3.16 Seismik 2D post stack time migration line 4 dan data sumur A4 dari formasi Keutapang sampai formasi Baong bagian atas (lingkaran hitam).





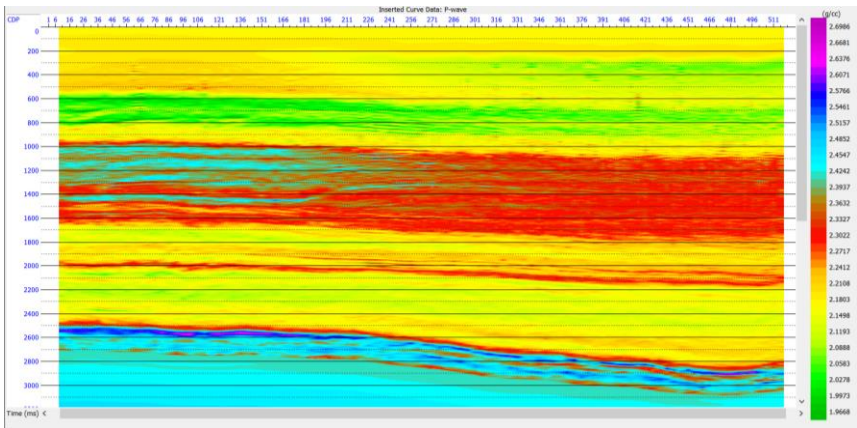
Gambar 3.17 Seismik 2D post stack time migration line 5 dan data sumur A4 dari formasi Keutapang sampai upper formasi Baong bagian atas (lingkaran hitam).

- Data seismik 2D hasil inversi (*Density*,  $V_p$ ), terdiri atas 5 line.

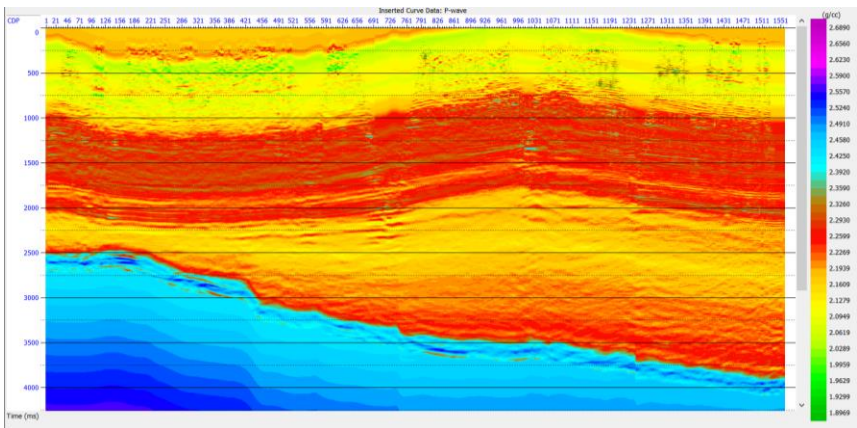


Gambar 3.18 Seismik 2D *density* line 1.

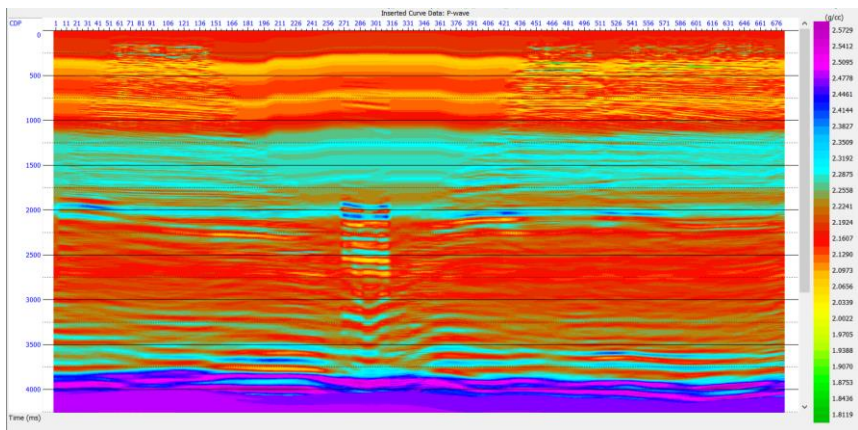




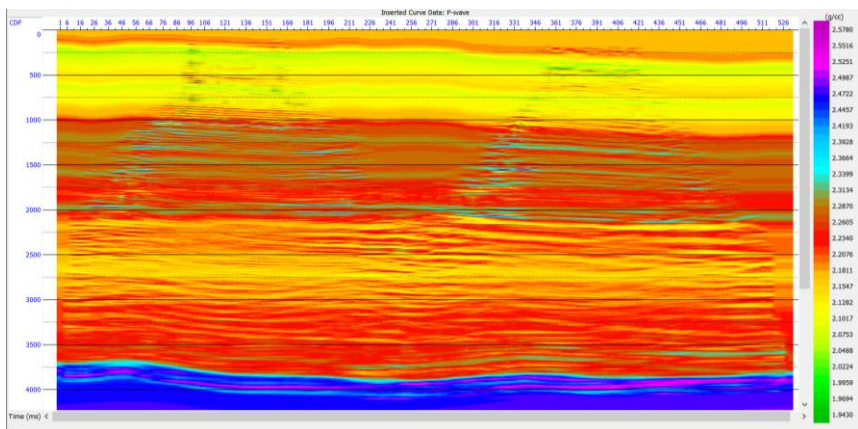
Gambar 3.19 Seismik 2D *density* line 2.



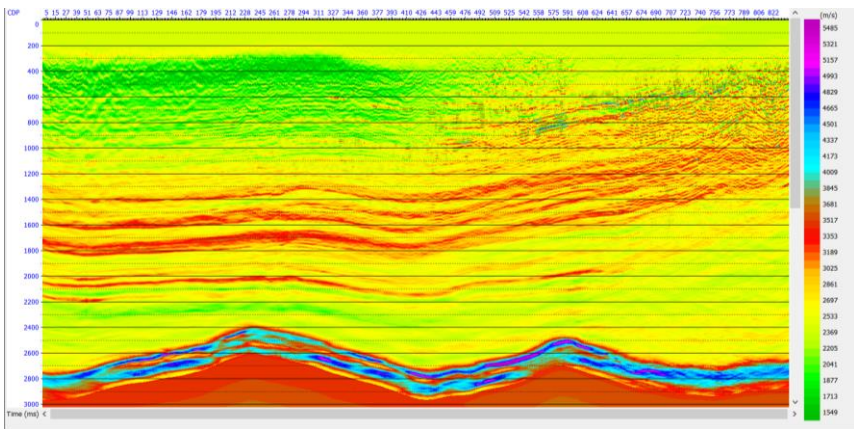
Gambar 3.20 Seismik 2D *density* line 3.



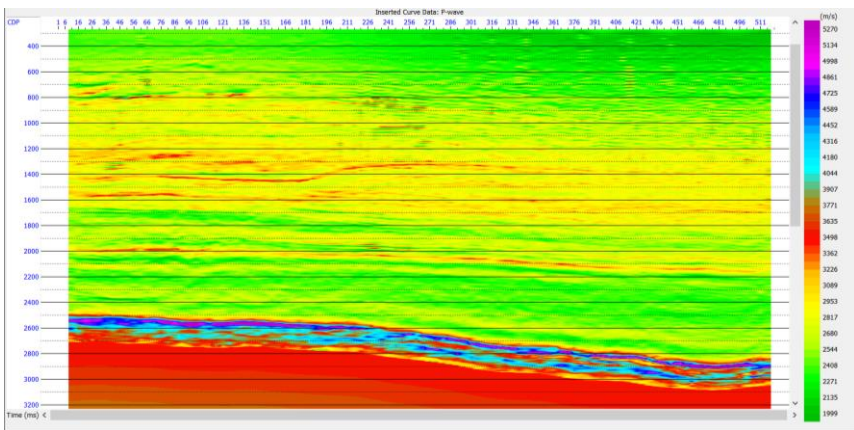
Gambar 3.21 Seismik 2D *density* line 4.



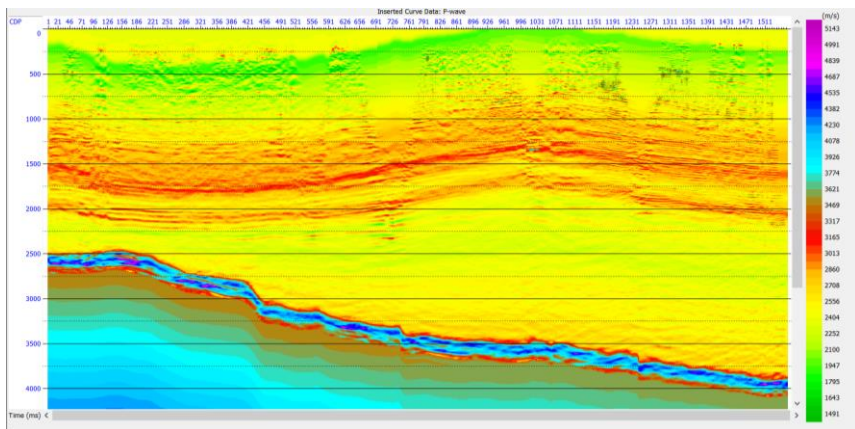
Gambar 3.22 Seismik 2D *density* line 5.



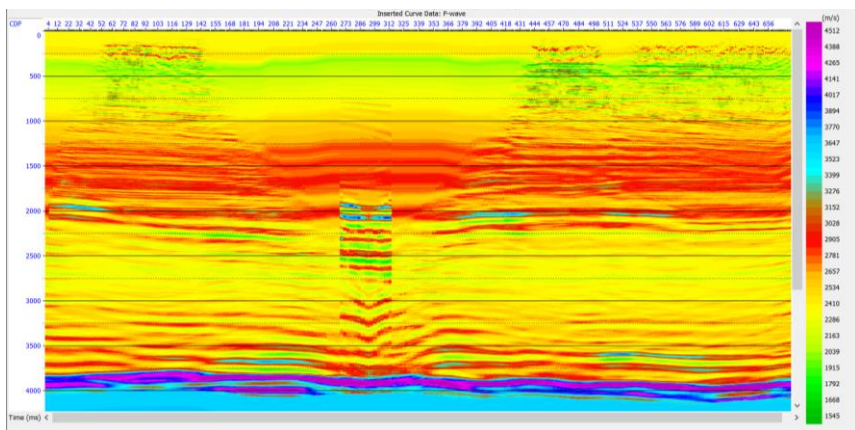
Gambar 3.23 Seismik 2D vp line 1.



Gambar 3.24 Seismik 2D vp line 2.

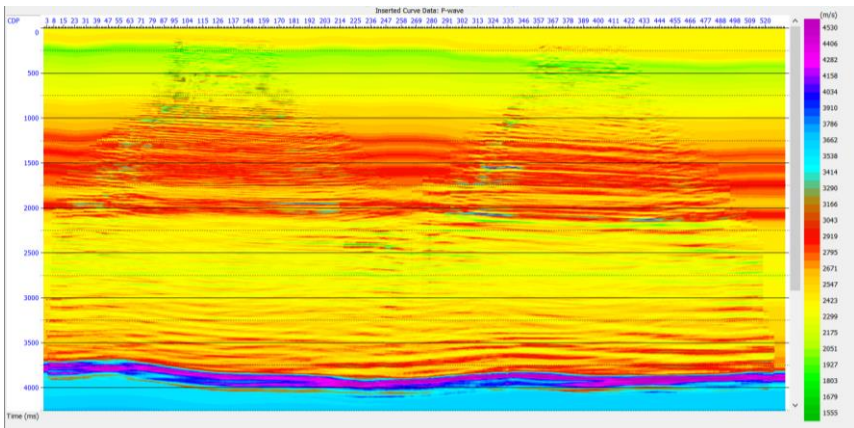


Gambar 3.25 Seismik 2D vp line 3.



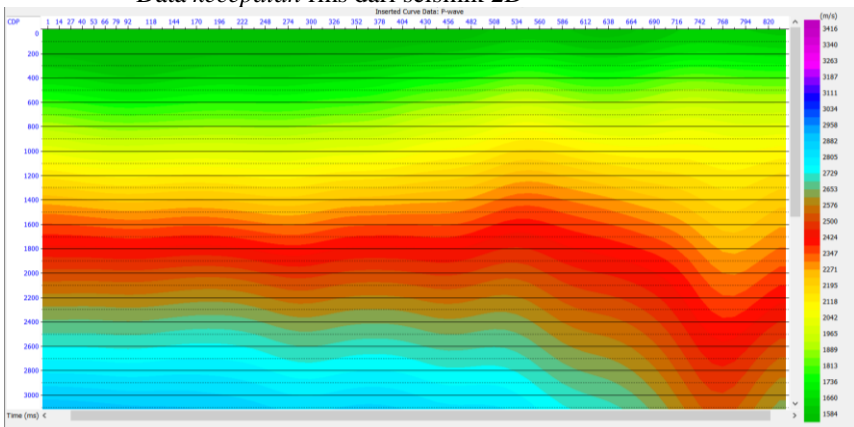
Gambar 3.26 Seismik 2D vp line 4.



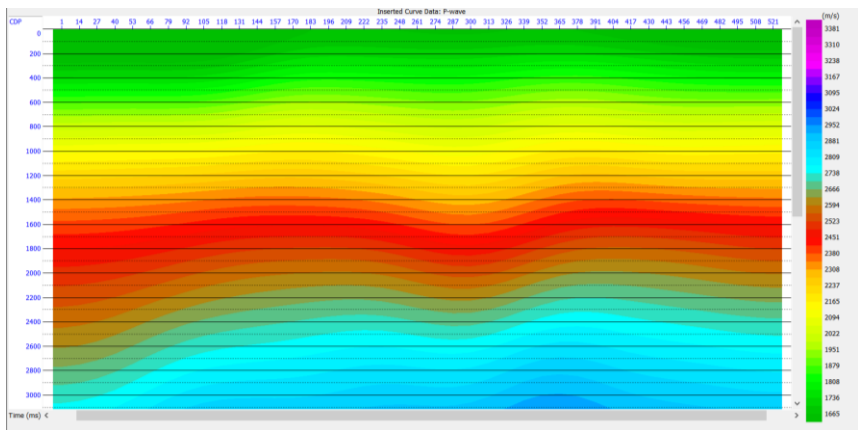


Gambar 3.27 Seismik 2D vp line 5.

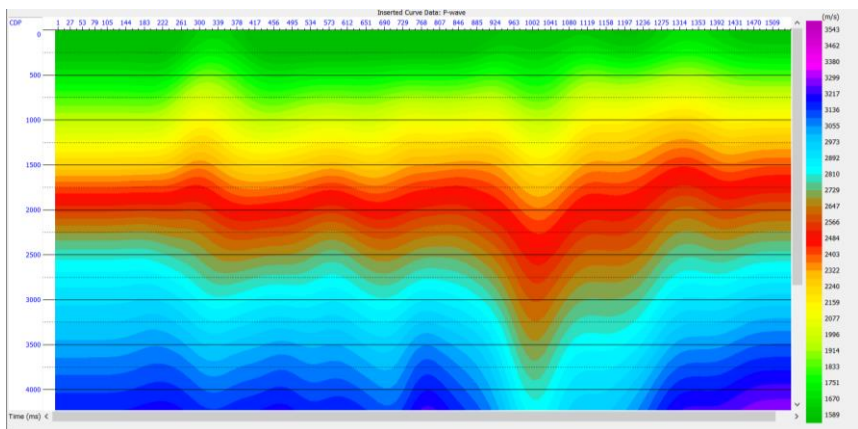
- Data kecepatan rms dari seismik 2D



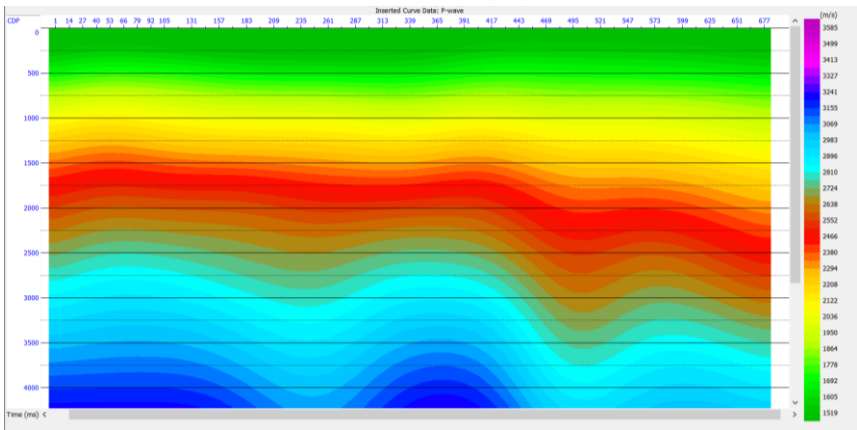
Gambar 3.28 Seismik 2D vrms line 1.



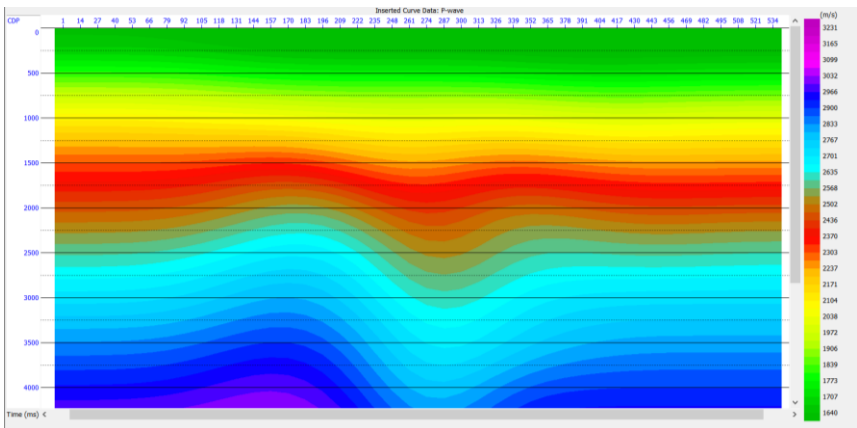
Gambar 3.29 Seismik 2D vrms line 2.



Gambar 3.30 Seismik 2D vrms line 3.



Gambar 3.31 Seismik 2D vrms line 4.

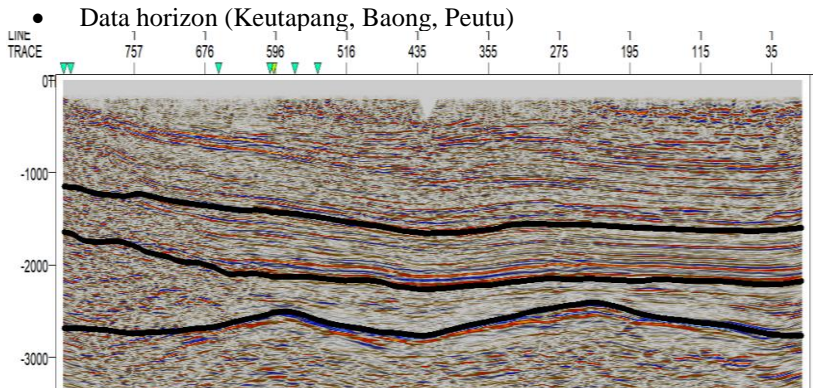


Gambar 3.32 Seismik 2D vrms line 5.

- Data sumur (*Gamma Ray, Sonic, Density, DST, Mud Weight*), terdiri atas 4 sumur

Tabel 3.1 Data sumur yang digunakan

Sumur	GR	DT	Density	DST	Mud Weight
A1	✓	✓	✓	✓	✓
A2	✓	✓	✓	-	✓
A3	✓	✓	✓	-	✓
A4	✓	✓	✓	-	-



Gambar 3.33 Contoh horizon keutapang (atas), baong (tengah), dan peutu (bawah) pada seismik 2D post stack time migration line 1.

- Data *density* air yang didapat dari pengukuran lab (1.025 gr/cc)



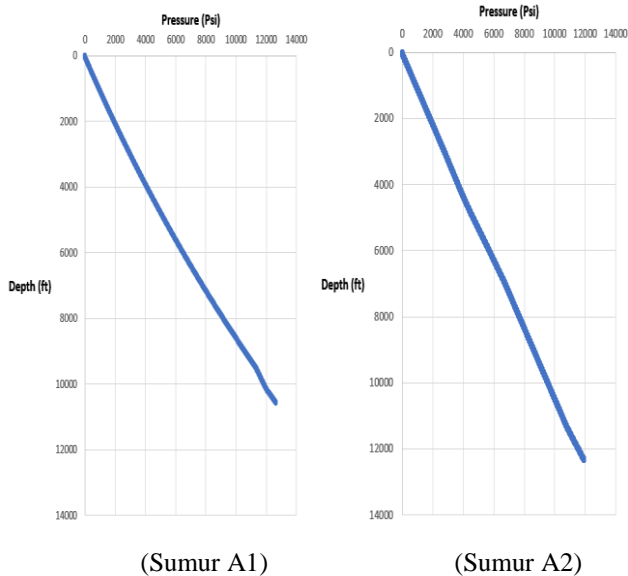
## BAB IV PEMBAHASAN

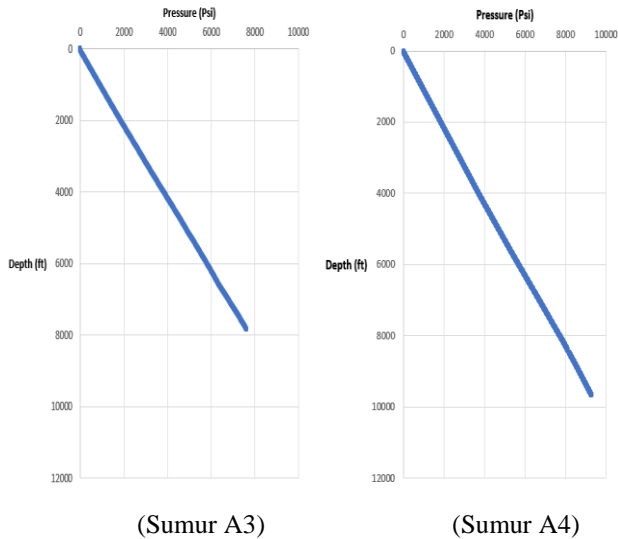
### 4.1 Pengumpulan Data Sumur

Sebagaimana diagram alir yang telah dibahas pada bab sebelumnya, penelitian ini dimulai dengan cara mendapatkan dan mengumpulkan komponen-komponen untuk mendapatkan nilai tekanan pori pada tiap sumur seperti tekanan overburden, tekanan normal hidostatik, *kecepatan* normal pada *Normal Compaction Trend*, kecepatan interval, konstanta Bower, dan *Effective Stress*.

#### 4.1.1 Tekanan Overburden Sumur

Gambar 3.2 menunjukkan gambaran suatu proses untuk mendapatkan nilai tekanan overburden. Pada tahap ini menggunakan data bulk *density* dan kedalaman dari data sumur. Adapun bulk *density* yang digunakan adalah bulk *density* yang dihitung mulai dari permukaan (surface). Hasil tersebut kemudian dijumlahkan tiap interval kedalaman secara vertikal agar didapatkan profil hasil nilai tekanan overburden.



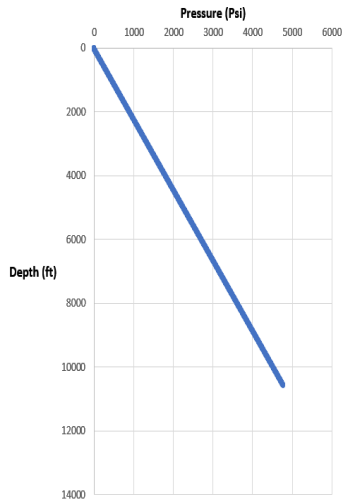


Gambar 4.1 Nilai tekanan overburden pada tiap sumur

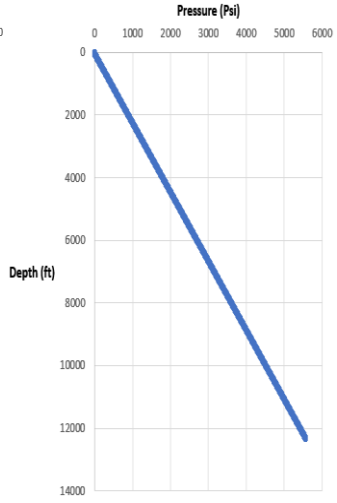
Gambar 4.1 menunjukkan profil tekanan overburden pada tiap sumur dengan keadaan sumur yang vertikal. Profil tekanan overburden akan berbentuk linier karena semakin dalam kedalamannya, maka beban sedimen yang dialami pun pasti semakin besar juga.

#### 4.1.2 Tekanan Normal Hidrostatik Sumur

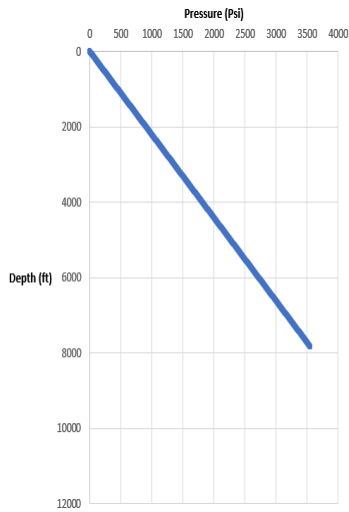
Kemudian, proses untuk mendapatkan nilai tekanan normal hidrostatik dilakukan seperti pada gambar 3.3. Acuan nilai tekanan normal hidrostatik memakai *density* brine water yang didapatkan dari hasil pengukuran lab sebesar 1.025 gr/cc dan data kedalaman dari data sumur yang dimulai dari permukaan (surface). Kemudian data tersebut dikalkulasi tiap interval kedalaman sumur yang vertikal dan didapatkan nilai tekanan normal hidrostatiknya.



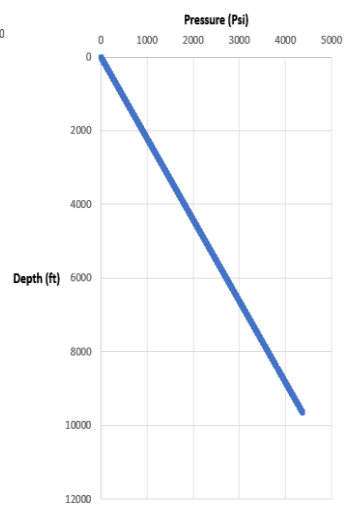
(Sumur A1)



(Sumur A2)



(Sumur A3)



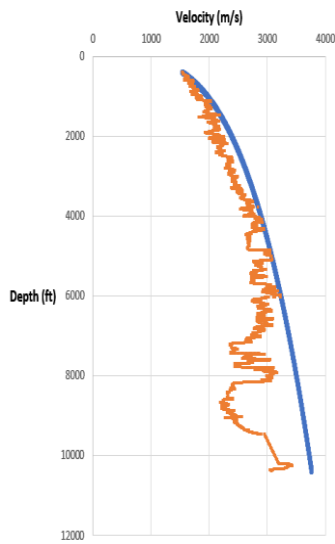
(Sumur A4)

Gambar 4.2 Nilai *normal hydrostatic pressure* pada tiap sumur

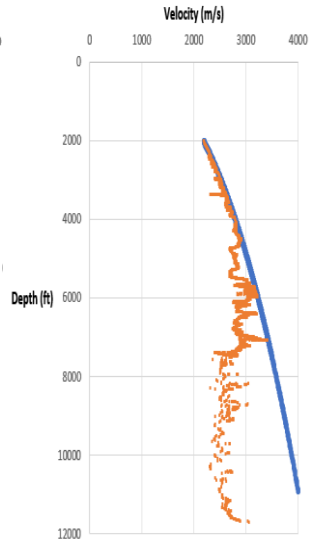
Gambar 4.2 menunjukkan profil tekanan normal hidrostatik pada tiap sumur. Sama seperti pada tekanan overburden, profil tekanan normal hidrostatik akan berbentuk linier karena menjumlahkan nilai tekanan di tiap interval kedalaman sumur yang vertikal. Garis profil tekanan normal hidrostatik akan menjadi acuan apakah tekanan pori berada dalam kondisi normal atau *Overpressure*.

#### **4.1.3 Normal Compaction Trend Sumur**

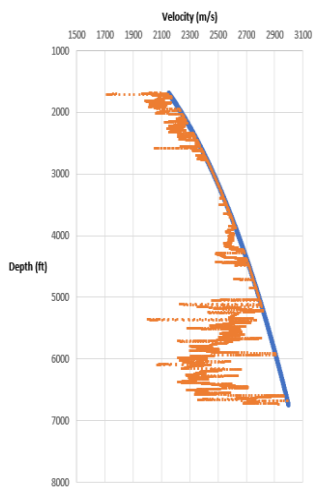
Proses ini dilakukan sebagaimana dijelaskan pada gambar 3.4. proses ini merupakan salah satu kegiatan yang dilakukan di tiap sumur menggunakan data sonic yang ditransformasi menjadi kecepatan interval pada software Microsoft Excel. Data kecepatan interval ini kemudiah direkonstruksi. Persamaan original dari Eaton menggunakan persamaan linier pada proses rekonstruksi NCT. Namun, hasil tersebut menjadi tidak efektif karena persamaan tersebut adalah garis lurus yang nilainya akan menjadi semakin tinggi terhadap kedalaman sampai nilainya tak terhingga. Atas dasar tersebut, maka penelitian ini menggunakan persamaan power untuk merekonstruksi NCT karena persamaan power akan menghasilkan nilai yang bertambah seiring bertambahnya kedalaman tanpa mendekati nilai yang tak terhingga. *Normal Compaction Trend* sendiri ialah fungsi kompaksi batuan yang diplot berdasarkan kecepatan terhadap kedalaman sebagai alternatif yang dikemukakan oleh Eaton.



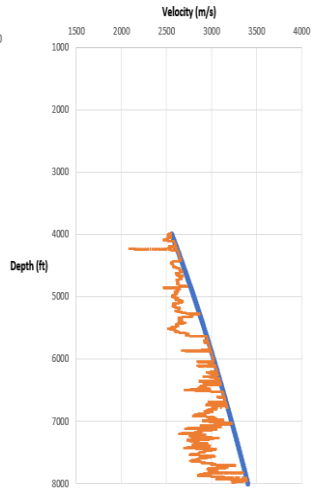
(Sumur A1)



(Sumur A2)



(Sumur A3)



(Sumur A4)

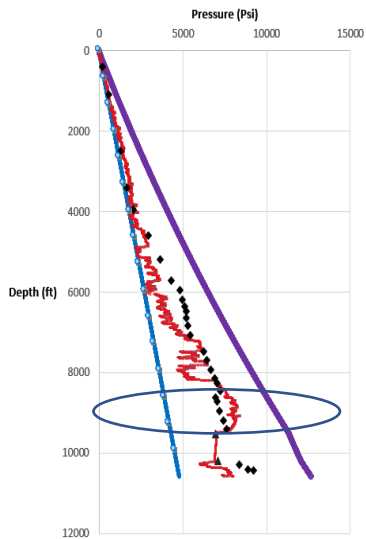
Gambar 4.3 Nilai kecepatan interval (warna oranye) dan *kecepatan nct* (warna biru) pada tiap sumur.

#### **4.1.4 Nilai Tekanan Pori Sumur**

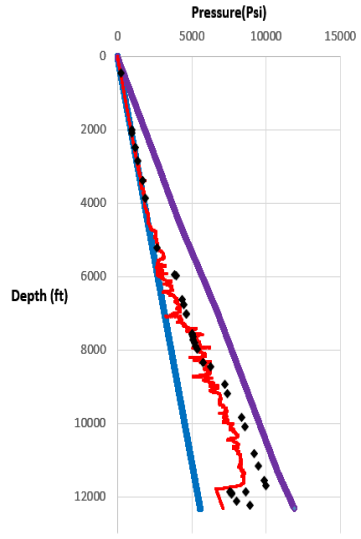
Setelah memiliki data tekanan overburden, tekanan normal hidrostatik, kecepatan interval dan *kecepatan* NCT, penelitian dilanjutkan dengan memasukkan data-data tersebut pada persamaan Eaton seperti yang dijelaskan pada gambar 3.5 untuk mendapatkan nilai tekanan pori dari persamaan Eaton. Parameter yang dimasukkan yaitu nilai tekanan overburden, nilai tekanan hidrostatik, nilai kecepatan interval, dan nilai *kecepatan* NCT. Selain menggunakan metode Eaton, penelitian ini juga menggunakan metode Bower untuk membandingkan metode mana yang lebih baik. Gambar 3.5 menunjukkan langkah-langkah yang dilakukan untuk mendapatkan nilai tekanan pori pada sumur dengan menggunakan metode Eaton dan metode Bower.

##### **4.1.4.1 Nilai Tekanan Pori Sumur Metode Eaton**

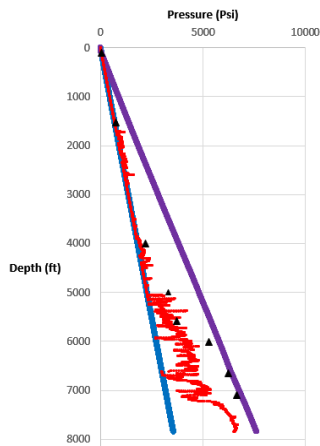
Hasil prediksi tekanan pori menggunakan metode Eaton menggunakan parameter input tekanan overburden, tekanan normal hidrostatik, kecepatan interval dan *kecepatan* NCT pada tiap sumur. Hasil prediksi ini kemudian dicocokkan dengan data control yang ada. Adapun data control untuk sumur A1 ialah data *Mud Weight* dan data DST, untuk sumur A2 ialah data *Mud Weight*, dan untuk sumur A3 ialah data *Mud Weight*. Untuk sumur A4 tidak terdapat data *Mud Weight*.



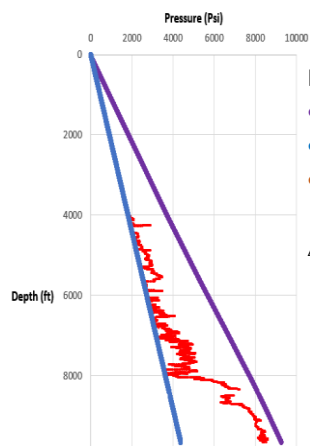
(Sumur A1)



(Sumur A2)



(Sumur A3)



(Sumur A4)

- Keterangan:
- Overburden
  - Hidrostatik
  - Tekanan Pori
  - ◆ Mudweight
  - △ DST

Gambar 4.4 Hasil prediksi tekanan pori metode eaton.

Gambar 4.4 menunjukkan hasil prediksi tekanan pori menggunakan metode Eaton pada tiap sumur. Hasil tersebut menunjukkan bahwa sekitar pada kedalaman 5000 ft, tepatnya pada top formasi Keutapang telah terjadi *Overpressure*.

Dari sumur A1 terlihat bahwa data *Mud Weight* dan DST memiliki kecocokkan dengan hasil prediksi di sumur A1 kecuali pada kedalaman 8200-9500 feet. Karena pada formasi Baong kedalaman 8200-9500 (lingkaran berwarna biru) tidak ditemukan catatan error pada well report mengenai *Mud Weight*, maka hasil prediksi tekanan pori pada kedalaman tersebut dianggap tidak tepat. Untuk sumur A2 dan A3 terlihat bahwa pola *Mud Weight* sudah sesuai dengan hasil prediksi. Terlihat juga kalau *Mud Weight* yang digunakan nilainya melebihi nilai tekanan pori. Untuk sumur A4, sayangnya tidak memiliki data *Mud Weight* atau DST sehingga penelitian ini tidak dapat mengkoreksi hasil tersebut. Dari hasil prediksi dan korelasinya dengan *Mud Weight* tersebut, dapat diketahui bahwa data mudgweight hanya bisa digunakan sebagai pola saja karena ketika pengeboran dilakukan, nilai tekanan *Mud Weight* yang digunakan sangat besar kemungkinannya lebih tinggi dari tekanan pori. Karena jika nilai tekanan pori sama dengan nilai tekanan *Mud Weight* yang diberikan, maka operasi pengeboran akan menjadi tidak lancar. Untuk nilai pasti yang bisa dibandingkan, Penelitian ini menggunakan data DST untuk acuan nilai sebenarnya dan juga sebagai acuan untuk perhitungan error dan korelasi. Adapun perhitungan error dan korelasi yang digunakan ialah sebagai berikut:

$$Error (\%) = \frac{Tekanan Pori Prediksi - Tekanan Pori DST}{Tekanan Pori DST} \times 100\% \quad (4.1)$$

$$Korelasi (\%) = 100\% - Error (\%) \quad (4.2)$$

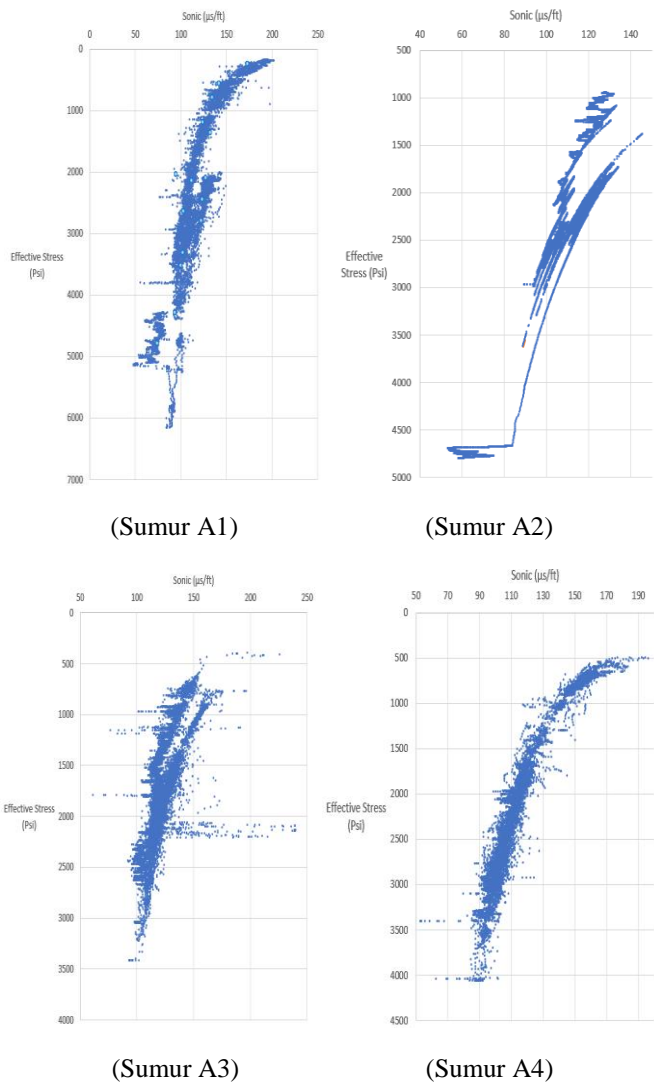
#### 4.1.4.1 Nilai Tekanan Pori Sumur Metode Bower

Selain menggunakan metode Eaton, penelitian ini juga mencoba menggunakan metode lain untuk memprediksi tekanan pori, yaitu dengan menggunakan metode Bower. Persamaan Bower mengklaim bahwa terjadinya *Overpressure* tidak hanya terjadi karena proses *loading*. Namun, juga ada karena proses *unloading*. Untuk itu Bower memberikan persamaan untuk menghitung *Overpressure* dengan penyebab *unloading*.

Pertama, untuk mendeteksi adanya proses *unloading* atau tidak, dilakukan *crossplot* antara data sonic dan *Effective Stress* pada tiap sumur. *Effective Stress* yang digunakan ialah hasil perhitungan menggunakan persamaan



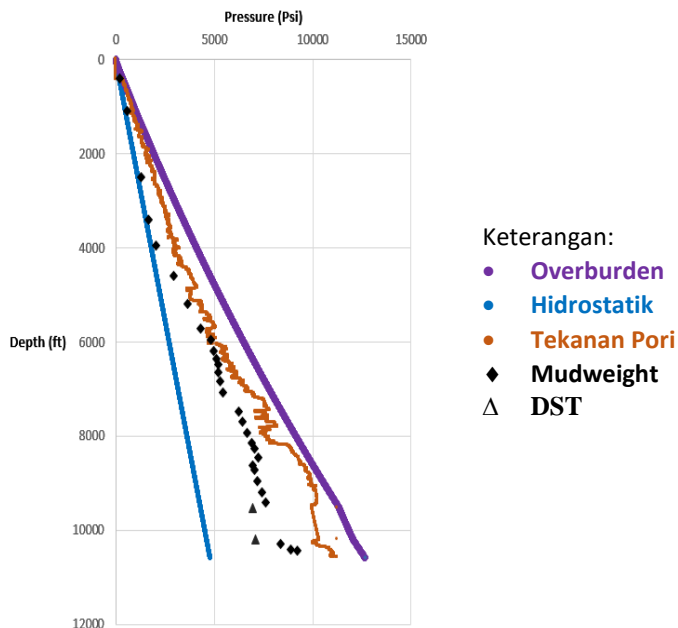
Eaton. Jika memang benar terjadi mekanisme *unloading*, maka nilai *Effective Stress*nya akan terus menurun dan nilai sonic akan naik. Sehingga profilnya akan terlihat reverse. Berikut ialah hasil *crossplot*nya:



Gambar 4.5 Crossplot data sonic dan *Effective Stress* pada tiap sumur

Dari gambar 4.5 dapat dilihat bahwa pada sumur A1, A2, dan A3 telah terjadi proses *unloading*. Untuk sumur A4, penelitian ini tidak dapat menentukan terjadi proses *unloading* atau tidak karena data tersebut hanya mencapai daerah upper formasi Baong. Kemudian, penelitian ini dilanjutkan dengan menggunakan metode Bower untuk menghitung tekanan pori pada sumur A1 saja. Hal ini karena DST hanya terdapat pada sumur A1.

Sesuai teori dari Bower, untuk memprediksi tekanan pori menggunakan metode Bower, pertama-tama dilakukan *crossplot* antara *Effective Stress* (DST) dan kecepatan interval. Pada tahap ini hanya digunakan sumur A1 untuk mendapatkan konstanta A dan B. Kemudian, didapatkanlah nilai A sebesar 15.782 dan nilai B sebesar 0.6245. Setelah itu, penelitian ini mengkalkulasi nilai tekanan pori Bower seperti pada gambar 4.7 menggunakan konstanta tersebut.



Gambar 4.6 Hasil metode bower pada sumur A1

Gambar di atas menunjukkan bahwa hasil dari metode Bower tidak cocok sama sekali dengan data DST maupun *Mud Weight*. Untuk itu, penelitian ini mencoba untuk menentukan konstanta A dan B dengan cara lain.

Bower merumuskan hubungan tentang hubungan antara *Effective Stress* dan kecepatan interval dengan persamaan (4.3)

$$V_{Interval} = V_o + A \sigma'^B \quad (4.3)$$

Namun, untuk mendapatkan konstanta A dan B, Bower mendapatkannya dari *crossplot* antara kecepatan interval dan *Effective Stress* yang bila ditulis seharusnya mendapatkan persamaan (4.4)

$$V_{Interval} = A \sigma'^B \quad (4.4)$$

Dalam hal ini, penelitian ini mencoba mengurangi nilai  $V_{Interval}$  dengan  $V_o$  untuk dapat memasukkan konsep metode Bower kedalam persamaan *crossplot* sehingga didapatkan persamaan (4.5)

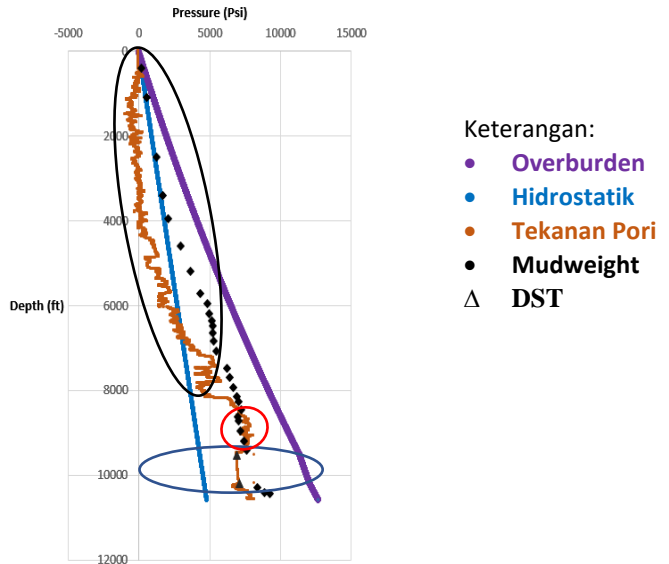
$$\Delta V_{Interval} = A \sigma'^B \quad (4.5)$$

Dimana

$$\Delta V_{Interval} = V_{Interval} - V_o \quad (4.6)$$

Kemudian, konsep persamaan (4.6) tersebut dicoba untuk *crossplot* antara *Effective Stress* (DST) dan delta kecepatan interval. Hasilnya, didapatkan nilai A sebesar 0.0387 dan nilai B sebesar 1.253.

Setelah memiliki nilai A dan B untuk persamaan Bower, kemudian dihitung nilai *Effective Stress*-nya. Hasil dari *Effective Stress* metode Bower ini kemudian digunakan untuk mencari nilai tekanan pori dengan cara mengurangi nilai overburden dan *Effective Stress*. Gambar di bawah ialah hasil nilai tekanan pori dari metode Bower dan nilai tekanan pori dari DST pada sumur A1:



Gambar 4.7 Hasil metode bower dengan modifikasi pada sumur A1

Gambar 4.7 di atas menunjukkan bahwa metode Bower hasil modifikasi cocok dengan data DST pada formasi Peutu (lingkaran berwarna biru) dan data *Mud Weight* pada formasi Baong (lingkaran berwarna merah). Namun, untuk formasi Keutapang (lingkaran berwarna hitam) menjadi tidak valid karena bernilai negatif. Hal ini dikarenakan persamaan konstanta A dan B yang menjadi input dalam prediksi diperoleh hanya dari nilai DST. DST sendiri terdapat pada batas formasi antara Baong dan Peutu dan pada base formasi Peutu. Sehingga hanya cocok untuk formasi Baong dan Peutu.

Tabel 4.1 Korelasi data DST dan hasil prediksi

Depth	DST	Sumur		
		PP Eaton	PP Bower	PP Bower U
9533	6929	7018.1	6927.19	7982.78
10186	7097	6885.76	7094.96	7323.83
Total Error (%)		2.131184386	0.027433318	9.202197187
Korelasi (%)		97.86881561	99.97256668	90.79780281

Dari tabel 4.1 didapatkan perbandingan hasil antara data DST dengan data hasil prediksi pengukuran. Dari hasil tersebut, terlihat bahwa metode Bower memiliki korelasi yang paling tinggi dengan nilai korelasi 99,97%. Metode Bower memiliki nilai korelasi yang tinggi karena salah satu parameter input untuk prediksinya adalah data DST sendiri. Selain Bower, metode Eaton juga menghasilkan korelasi yang tinggi dengan nilai korelasi 97,86% walaupun tidak menggunakan data DST sebagai parameter nya.

Berdasarkan hasil perbandingan antara metode Eaton dan Bower yang dilakukan, penelitian ini dilanjutkan pada bagian seismik dengan ketentuan pada formasi Keutapang menggunakan metode Eaton dan formasi Baong menggunakan metode Bower. Perbedaan metode ini didasari dengan kecocokkan hasil prediksi dengan data *Mud Weight* dan DST. Sedangkan pada formasi Peutu, penelitian ini akan menghitung tekanan pori dari data seismik dengan menggunakan metode Eaton dan Bower untuk kemudian dibandingkan kembali korelasinya. Hal ini dikarenakan hasil prediksi kedua metode tersebut pada data sumur menghasilkan korelasi yang sama-sama tinggi.

## **4.2 Pengumpulan Data Seismik**

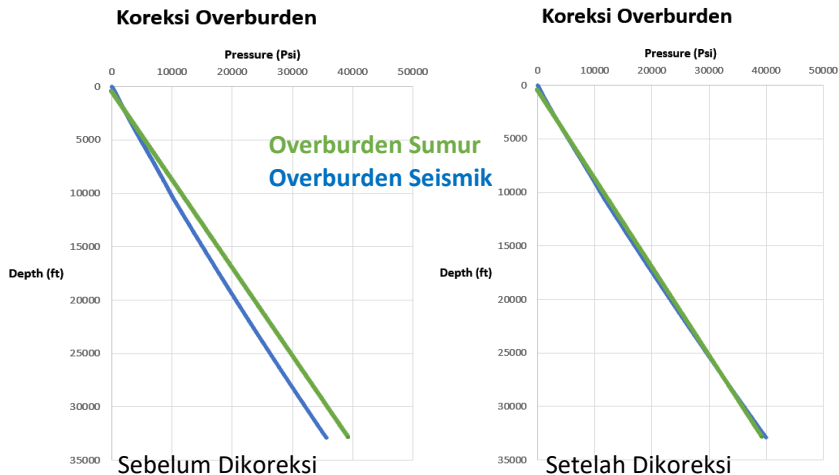
Setelah mendapatkan beberapa parameter dari data sumur, tahap kali ini dimulai dengan menghitung beberapa komponen yang dibutuhkan pada data seismik seperti *Overburden stress*, tekanan normal hidrostatik, dan kecepatan interval seismik.

### **4.2.1 Tekanan Overburden Seismik**

Untuk mendapatkan nilai tekanan overburden, dilakukan beberapa tahap seperti pada gambar 3.6. Setelah mendapatkan nilai tekanan overburden dari sumur, dilanjutkan dengan mendapatkan nilai tekanan overburden dari seismik menggunakan data *vrms* seismik, dan *density* seismik.

Pertama-tama, tahapan ini dimulai dengan mentranformasi data *vrms* yang ada menjadi kedalaman untuk seismik. Hal ini dilakukan dengan cara mengkalikan *vrms* tersebut dengan waktu dan hasilnya dibagi dua. *Vrms* ialah fungsi kedalaman terhadap waktu, sehingga jika fungsinya dikalikan dengan waktu akan menghasilkan kedalaman, adapun parameter waktu didapatkan dari ekstraksi atribut waktu dari *vrms*. Hasilnya dibagi dengan angka dua karena data seismik ialah data *Two-Way-Time* (TWT). Data kedalaman dan *density* tersebut kemudian dimasukkan ke dalam persamaan untuk mendapatkan nilai tekanan overburden.

Setelah didapatkan nilai tekanan overburden dari seismik, sebagai kontrol terhadap hasil yang didapatkan pada seismik diperlukan cross check dengan data hasil di sumur. Hal ini dilakukan karena data sumur merupakan data yang lebih dapat dipercaya keakuratannya. Maka dari itu, dilakukan koreksi pada data tekanan overburden seismik menggunakan data tekanan overburden dari sumur. Contoh bentuk koreksi yang digunakan dapat dilihat pada gambar 4.8.



Gambar 4.8 Contoh bentuk koreksi tekanan overburden pada sumur A1.

Gambar 4.8 menunjukkan tekanan overburden sebelum dikoreksi dengan data sumur (kiri) dan setelah dikoreksi dengan data sumur (kanan). Hal ini berguna untuk dapat mengetahui apakah hasil yang diperoleh perlu mendapatkan koreksi atau tidak, dimana pengerjaannya cukup dilakukan menggunakan *Mirosoft Office Excel* dan perbandingannya dilakukan secara visual sehingga mudah untuk diamati. Jika terdapat koreksi terhadap data sumur, maka yang akan digunakan untuk prediksi tekanan pori ialah data setelah diberikan koreksi.

#### 4.2.2 Tekanan Normal Hidrostatik Seismik

Selanjutnya, untuk mendapatkan nilai tekanan normal hidrostatik, dilakukan beberapa tahap seperti pada gambar 3.7. Setelah mendapatkan nilai tekanan overburden dari sumur, dilanjutkan dengan mendapatkan nilai tekanan

normal hidrostatik dari seismik menggunakan data vrms seismik, dan data *density* brine water.

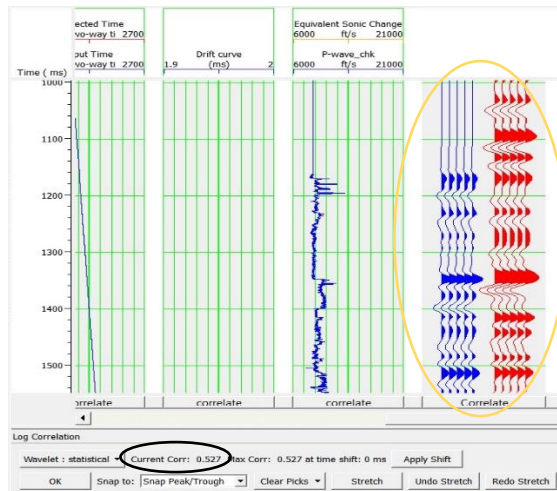
Sama seperti sebelumnya, penelitian ini menggunakan data vrms yang ada menjadi kedalaman untuk seismik. Hal ini dilakukan dengan mengkalikan vrms tersebut dengan waktu dan hasilnya dibagi dua. Hasilnya dibagi dengan angka dua karena data seismik ialah data *Two-Way-Time* (TWT). Data kedalaman dan *density* brine water tersebut kemudian dimasukkan ke dalam persamaan untuk mendapatkan nilai tekanan normal hidrostatik.

Untuk tekanan normal hidrostatik, pada penelitian tidak dilakukan koreksi seperti pada tekanan overburden karena menggunakan parameter *density* brine water yang sama sehingga hasilnya sudah akurat.

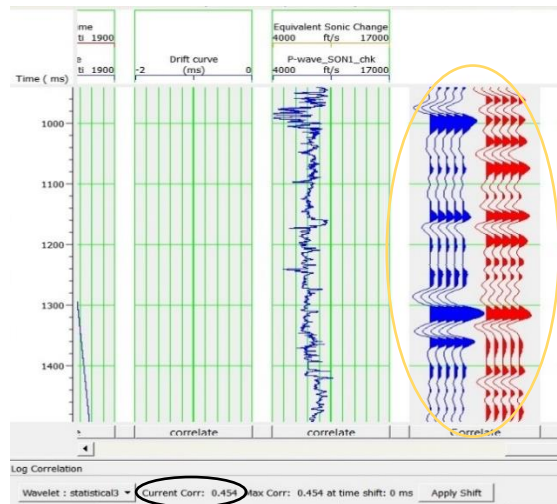
#### 4.2.3 Kecepatan interval **Seismik**

Gambar 3.8 menunjukkan tahapan untuk menghasilkan data kecepatan interval yang akurat. Kecepatan interval sangatlah penting dalam metode prediksi tekanan pori baik metode Eaton maupun Bower. Secara teori, kecepatan interval yang akurat ialah kecepatan interval dari data sonic log. Sayangnya, sonic log tersebut hanyalah bersifat lokal atau 1D. Untuk dapat memaksimalkan data yang ada, digunakan kecepatan interval dari seismik yang bersifat 2D. Namun, seismik sendiri tidak memiliki hasil yang akurat karena diukur dari atas permukaan. Berbeda dengan sonic yang diukur langsung di bawah permukaan. Untuk memaksimalkan hasil kecepatan interval yang akurat dan bersifat 2D, dilakukan koreksi pada data seismik 2D yang ada.

Penelitian ini mulai mengkoreksi data *kecepatan* dengan cara mengumpulkan data yang dibutuhkan yaitu data sonic log, dan data kecepatan interval. Dari data-data ini kemudian dilakukan well to seismik tie di tiap sumur kecuali sumur A2 karena sumur A2 tidak berada di dalam lintasan seismik. Dan pada tahap ini dicoba untuk mendapatkan korelasi yang tertinggi tanpa mengubah data.

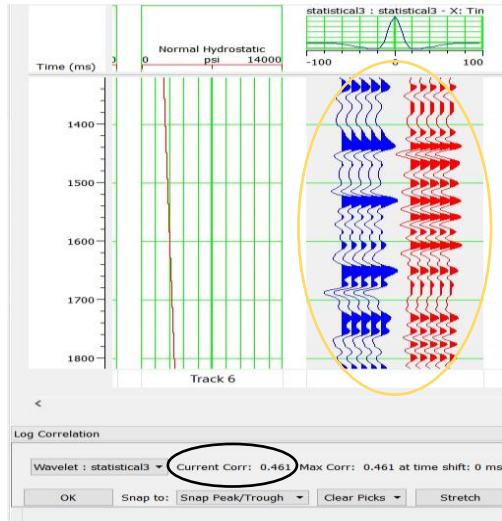


Gambar 4.9 Hasil proses well to seismik tie pada sumur A1 (lingkaran kuning) dan korelasinya (lingkaran hitam).



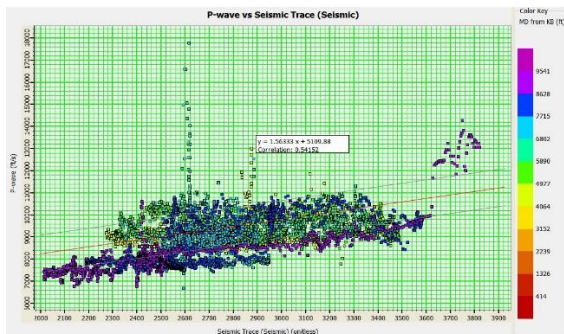
Gambar 4.10 Hasil korelasi well to seismik tie pada sumur A3 (lingkaran kuning) dan korelasinya (lingkaran hitam).



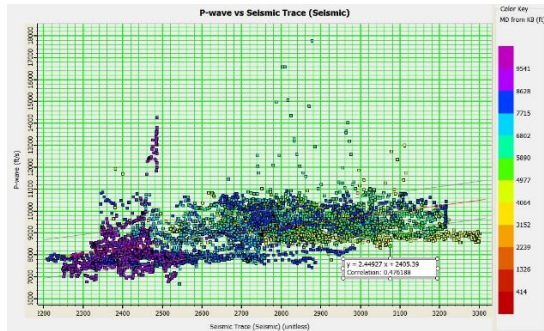


Gambar 4.11 Hasil korelasi well to seismik tie pada sumur A4 (lingkaran kuning) dan korelasinya (lingkaran hitam).

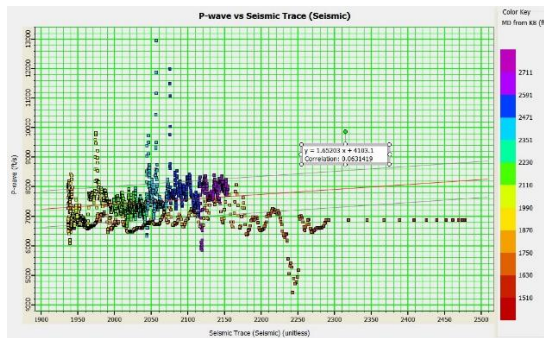
Gambar 4.9, 4.10, dan 4.11 menunjukkan korelasi hasil well to seismik tie dengan korelasi berturut-turut 0.527 (A1), 0.454 (A2), dan 0.461 (A3). Setelah itu, Koreksi kecepatan interval seismik dilakukan dengan cara melakukan *crossplot* antara kecepatan interval seismik dan kecepatan interval sonic.



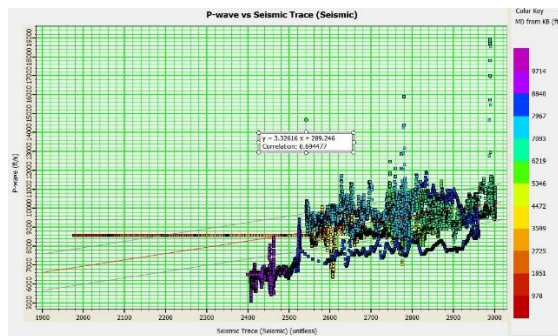
Gambar 4.12 Hasil *crossplot* pada seismik line 1 dan sumur A1 (kotak putih).



Gambar 4.13 Hasil *crossplot* pada seismik line 2 dan sumur A1 (kotak putih).

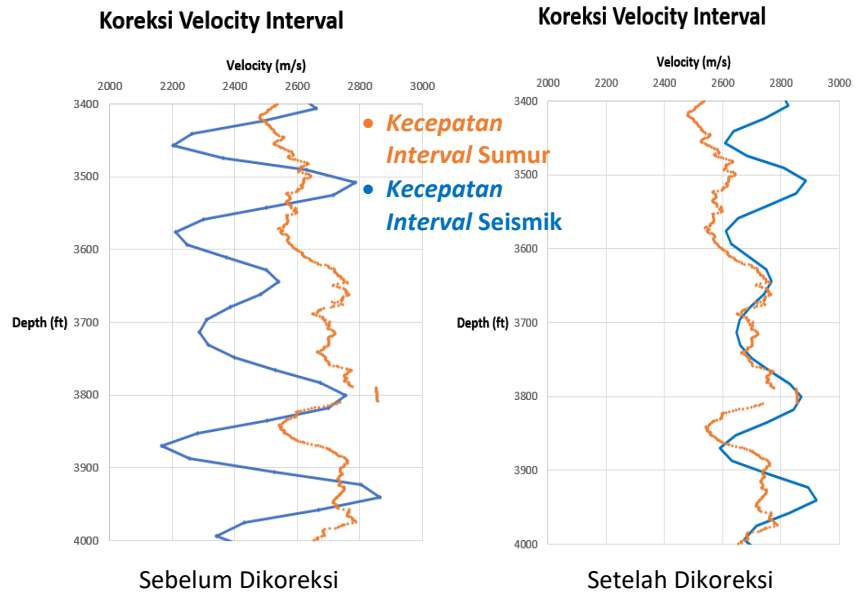


Gambar 4.14 Hasil *crossplot* pada seismik line 3 dan sumur A3 (kotak putih).



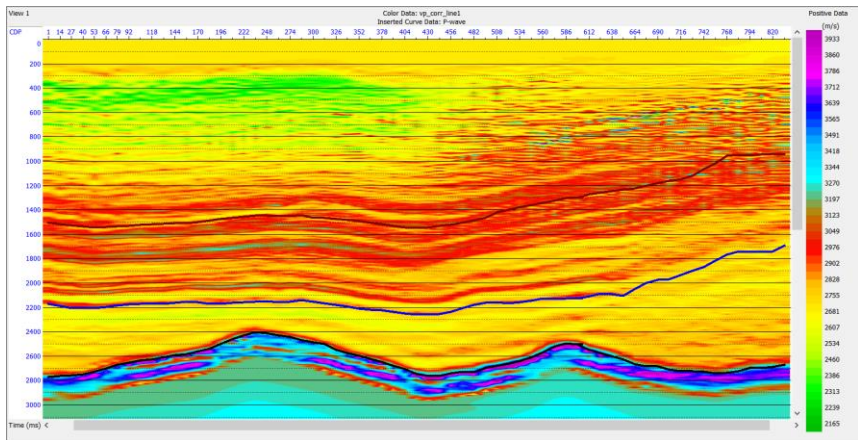
Gambar 4.15 Hasil *crossplot* pada seismik line 4 dan sumur A4 (kotak putih).

Persamaan yang didapatkan dari hasil *crossplot* di atas kemudian diterapkan pada tiap data seismik yang ada untuk didapatkan kecepatan interval yang sudah terkoreksi, dimana Y adalah kecepatan interval sumur dan X adalah kecepatan interval seismik. sehingga hasilnya dapat menyerupai data kecepatan interval. Contoh bentuk koreksi yang digunakan dapat dilihat pada gambar 4.16.

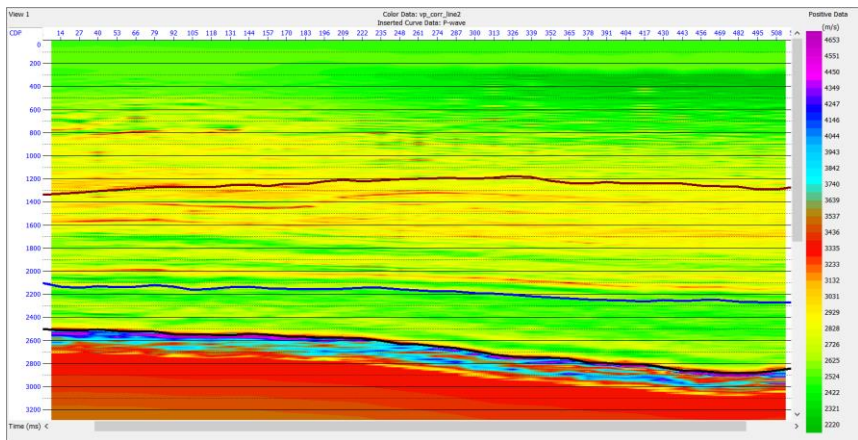


Gambar 4.16 Contoh bentuk koreksi kecepatan interval pada sumur A1.

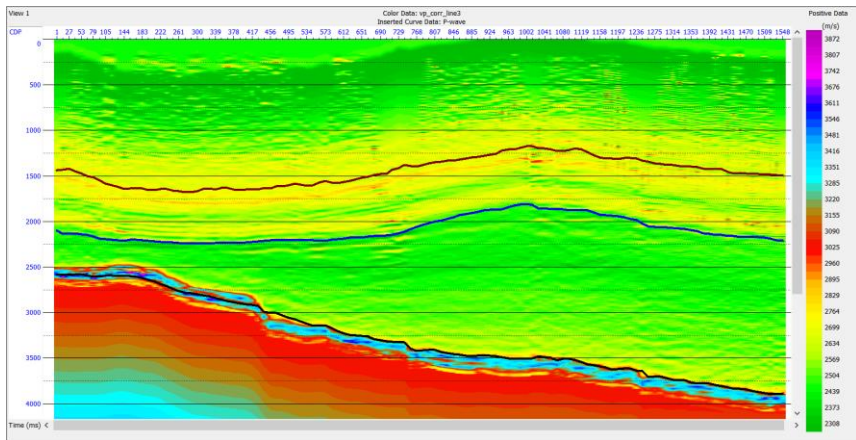
Gambar 4.16 menunjukkan kecepatan interval seismik sebelum dikoreksi dengan data sumur (kiri) dan setelah dikoreksi dengan data sumur (kanan). Hal ini berguna untuk dapat mengetahui apakah hasil yang diperoleh akurat atau tidak, serta perbandingannya dilakukan secara visual sehingga mudah untuk diamati. Jika terdapat koreksi terhadap data sumur, maka yang akan digunakan untuk prediksi tekanan pori ialah data setelah diberikan koreksi.



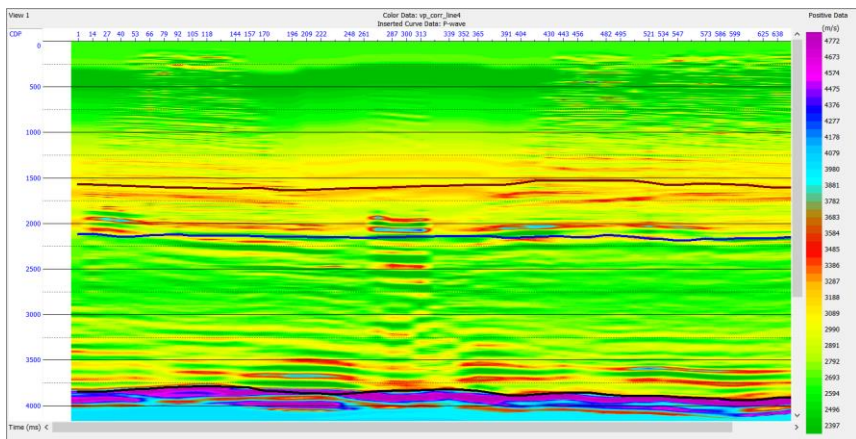
Gambar 4.17 Kecepatan interval terkoreksi pada seismik line 1.



Gambar 4.18 Kecepatan interval terkoreksi pada seismik line 2.

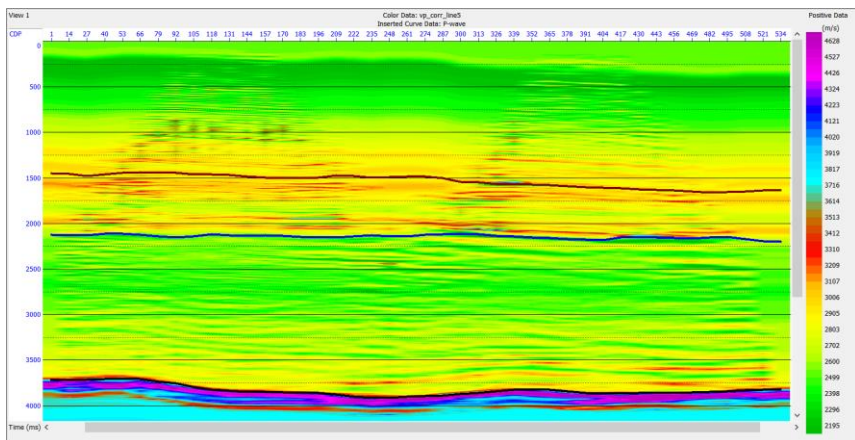


Gambar 4.19 Kecepatan interval terkoreksi pada seismik line 3.



Gambar 4.20 Kecepatan interval terkoreksi pada seismik line 4.





Gambar 4.21 Kecepatan interval terkoreksi pada seismik line 5.

#### 4.2.4 Nilai Tekanan Pori Seismik

Seperti yang dijelaskan pada sub-bab 4.1, penelitian ini dilanjutkan pada bagian seismik dengan ketentuan pada formasi Keutapang menggunakan metode Eaton dan formasi Baong menggunakan metode Bower. Perbedaan metode ini didasari dengan kecocokkan hasil prediksi dengan data *Mud Weight* pada sumur. Sedangkan pada formasi Peutu, penelitian ini akan menghitung tekanan pori dari data seismik dengan menggunakan metode Eaton dan Bower untuk kemudian dibandingkan kembali korelasinya. Hal ini dikarenakan hasil prediksi kedua metode tersebut pada data sumur menghasilkan korelasi yang sama-sama tinggi.

Gambar 3.9 menunjukkan diagram alir yang digunakan untuk memprediksi tekanan pori menggunakan metode Eaton. Dimulai dengan mengumpulkan komponen-komponen yang dibutuhkan seperti tekanan overburden seismik, tekanan normal hidrostatik seismik, kecepatan interval seismik yang sudah dikoreksi, dan *kecepatan* NCT dari data sumur. Persamaan Eaton maupun Bower sebenarnya bukanlah persamaan untuk menghitung tekanan pori. Persamaan tersebut ialah persamaan untuk menghitung nilai *Effective Stress*-nya. Untuk tekanan pori sendiri tetap menggunakan persamaan Terzaghi yaitu mengurangi nilai tekanan overburden dan *Effective Stress*. Persamaan Eaton ini kemudian digunakan untuk memprediksi nilai tekanan pori pada formasi Keutapang dan Peutu.

Gambar 3.10 menunjukkan diagram alir untuk mendapatkan nilai tekanan pori metode Bower. Dimulai dengan cara mengumpulkan komponen yang diperlukan. Adapun komponen-komponen tersebut ialah tekanan overburden seismik, konstanta bower A dan B yang didapatkan dari sumur yaitu nilai A sebesar 0.0387 dan nilai B sebesar 1.253. Setelah itu, komponen-komponen tersebut dikalkulasi untuk mendapatkan nilai tekanan pori metode Bower. Dalam penelitian ini, metode Bower digunakan pada formasi Peutu untuk membandingkan korelasinya dengan metode Eaton.

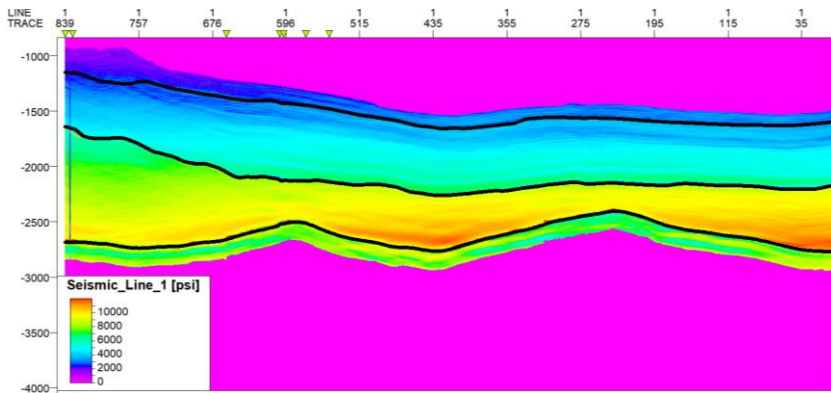
Gambar 3.11 merupakan diagram alir yang digunakan untuk mendapatkan nilai prediksi tekanan pori menggunakan persamaan Bower *unloading*. Seperti yang telah dibahas sebelumnya bahwa mekanisme *unloading* ialah mekanisme dimana *Overpressure* terjadi karena proses sebagian butir-butir batuan solid berubah menjadi fluida, yang dalam kasus ini ialah proses smectite menjadi illite pada litologi shale. Sehingga nilai *Effective Stress*nya turun dan menaikkan nilai tekanan porinya sampai mendekati nilai tekanan overburden. Perbedaan dari persamaan Bower yang biasa dan *unloading* terletak pada adanya parameter *Effective Stress* maksimal dan parameter *unloading* (U). Parameter *Effective Stress* maksimal ini didapatkan dari data sonic log ketika mulai *reverse*. Untuk parameter *unloading* sendiri memiliki skala 3 sampai 8. Dalam penelitian ini digunakan parameter U sebesar 3 pada formasi Baong dan Peutu.

Dari ketiga perhitungan metode prediksi tekanan pori, penelitian ini membandingkannya dengan data DST yang ada dan mencari korelasi dari data-data tersebut.

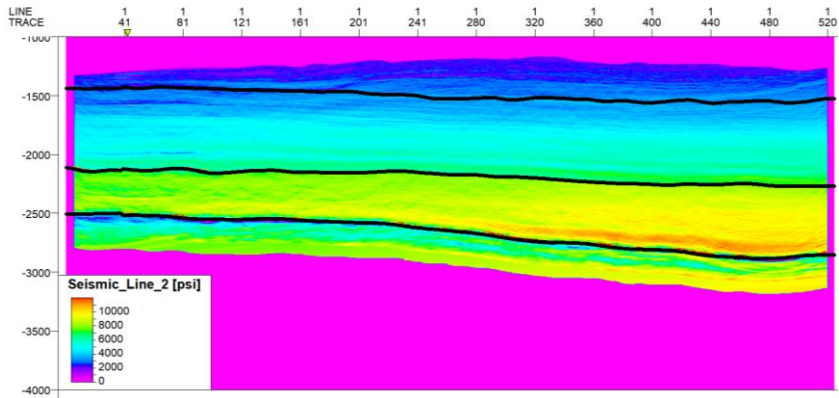
Tabel 4.2 Korelasi Data DST dan Hasil Prediksi Seismik.

Depth	DST	Sumur			Seismik		
		PP Eaton	PP Bower	PP Bower	PP Eaton	PP Bower	PP Bower U
9533	6929	7018.1	6927.19	7982.78	7544	5938.3	8300.86148
10186	7097	6885.76	7094.96	7323.83	7732.32	6099.96	8488.62743
Total Error (%)		2.1311844	0.02743	9.2022	8.913845587	14.1733	19.7037548
Korelasi (%)		97.868816	99.9726	90.7978	91.08615441	85.8267	80.2962452

Dari tabel 4.2 di atas, dapat dilihat bahwa prediksi menggunakan metode Eaton pada data seismik formasi Peutu memiliki korelasi yang paling tinggi dengan data DST. Sehingga pada penelitian ini diputuskan untuk menggunakan metode Eaton sebagai metode prediksi tekanan pori pada formasi Peutu. Berikut ini adalah hasil penampang tekanan pori dari tiap seismik.

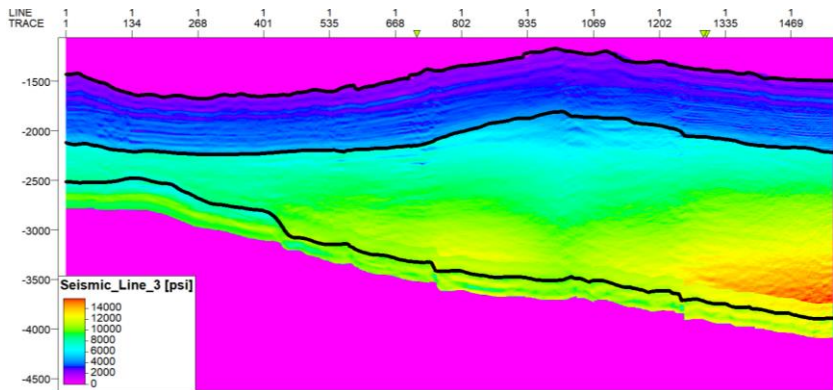


Gambar 4.22 Hasil prediksi tekanan pori seismik menggunakan metode eaton dan bower line 1.

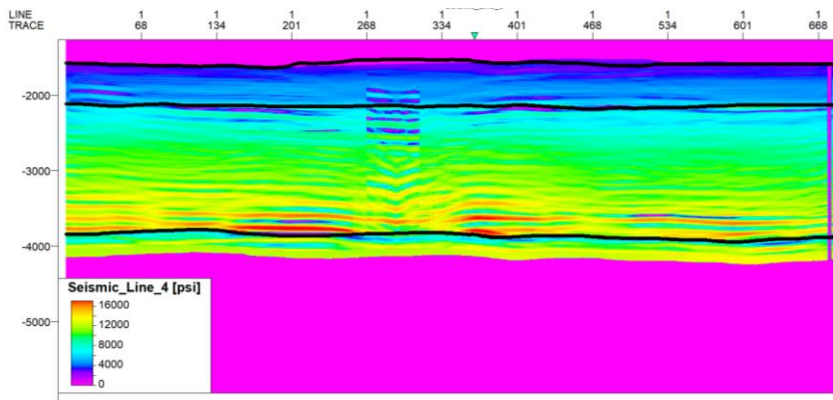


Gambar 4.23 Hasil prediksi tekanan pori seismik menggunakan metode eaton dan bower line 2.

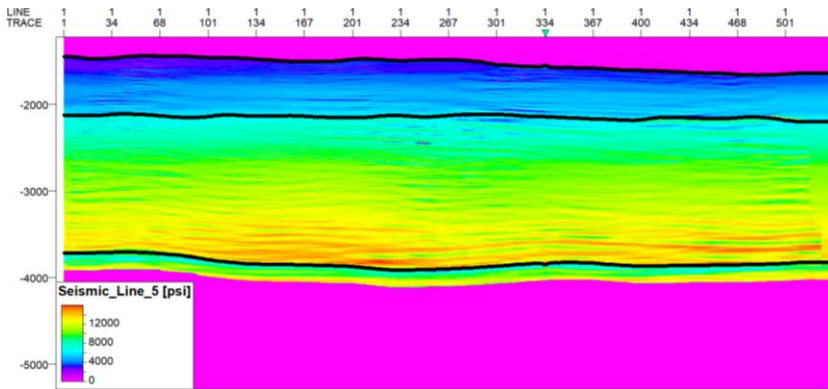




Gambar 4.24 Hasil prediksi tekanan pori seismik menggunakan metode eaton dan bower line 3.



Gambar 4.25 Hasil prediksi tekanan pori seismik menggunakan metode eaton dan bower line 4.



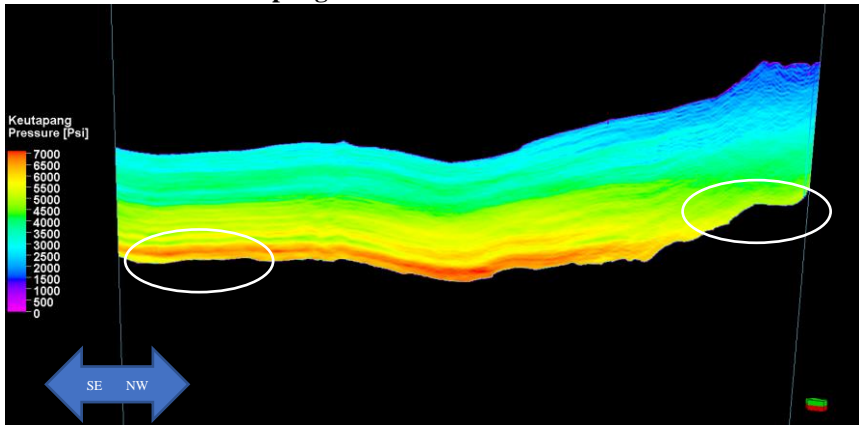
Gambar 4.26 Hasil prediksi tekanan pori seismik menggunakan metode eaton dan bower line 5.

### 4.3 Interpretasi Data

Dari pembahasan pada sub-bab 4.1, korelasi antara hasil prediksi dan *Mud Weight* menunjukkan metode Eaton cocok untuk prediksi tekanan pori pada formasi Keutapang dan metode Bower pada formasi Baong. Perbedaan metode ini didasari dengan kecocokan hasil prediksi metode Eaton dengan data *Mud Weight* pada sumur A1 dan untuk formasi Baong, didapatkan hasil prediksi metode Bower yang cocok dengan *Mud Weight*. Untuk formasi Peutu, berdasarkan tabel 4.2, didapatkan kecocokan dengan menggunakan metode Eaton terhadap DST dengan korelasi 91.08%. Sehingga penelitian ini dilanjutkan dengan menggunakan metode Eaton pada formasi Keutapang dan formasi Peutu, serta metode Bower pada formasi Baong.

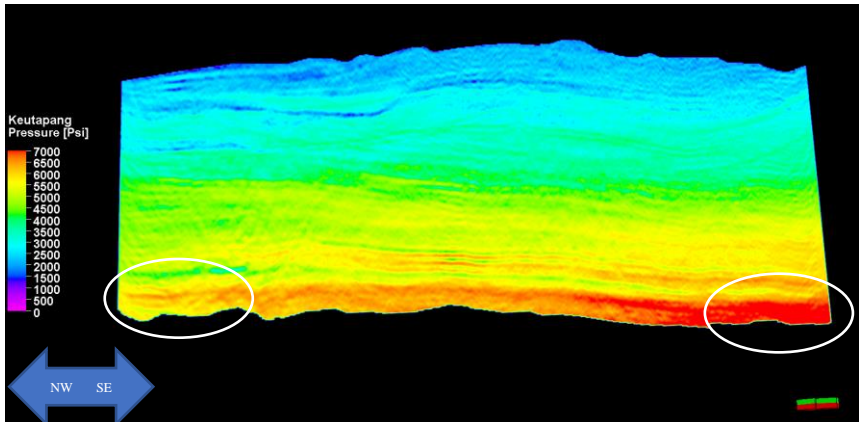
Dengan cara memfilter skala nilai tekanan pori pada tiap line seismik, dapat memberikan gambaran persebaran tekanan pori di tiap formasi secara lebih detail. Hal ini dilakukan untuk melihat kontras perbedaan nilai tekanan pori.

#### 4.3.1 Formasi Keutapang



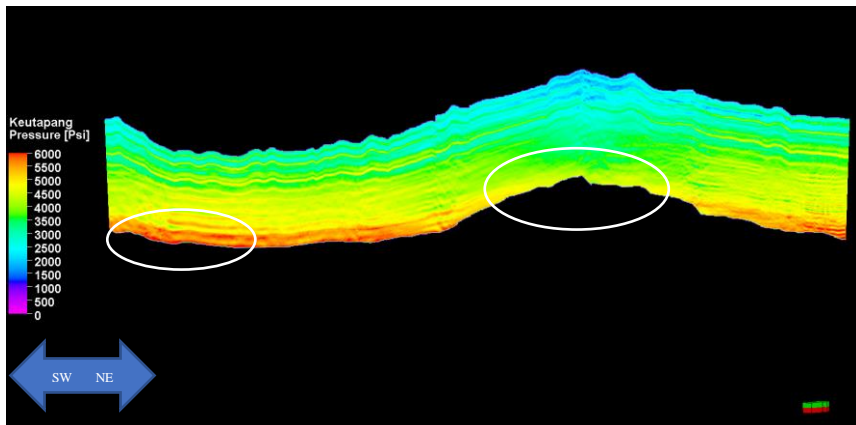
Gambar 4.27 Prediksi tekanan pori formasi keutapang line 1.

Gambar 4.27 menunjukkan bahwa dari permukaan sampai top formasi Keutapang nilai tekanan porinya naik secara normal seiring bertambahnya kedalaman. Terdapat perbedaan nilai tekanan pori pada base formasi Keutapang di arah SouthEast (Tenggara) dengan base formasi Keutapang di arah NorthWest (Barat Daya) sampai sekitar 2000 Psi. Hal ini terjadi diakibatkan karena pembebanan overburden yang dialami oleh base formasi Keutapang di arah SouthEast lebih besar karena lebih dalam dibandingkan dengan NorthWest.



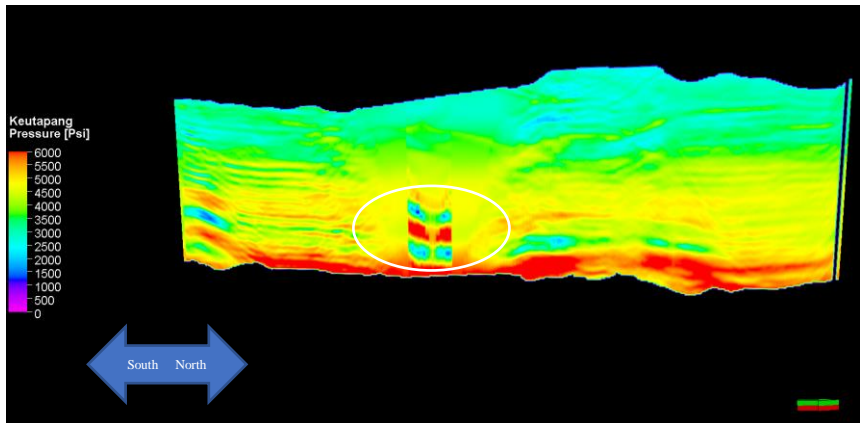
Gambar 4.28 Prediksi tekanan pori formasi keutapang line 2.

Untuk gambar 4.28, sama kasusnya seperti pada gambar 4.27 dimana telah terjadi perbedaan nilai base formasi Keutapang pada line 2 di arah NorthWest dengan nilai 6000 Psi dan di arah SouthEast dengan nilai 7000 Psi. Line 2 bagian NorthWest dan SouthEast tidak mengalami perubahan yang signifikan seperti pada line 1 karena pada line 2 kedalamannya tidak terlalu berbeda jauh, sehingga pembebanan overburden yang dialami tidak berbeda jauh.



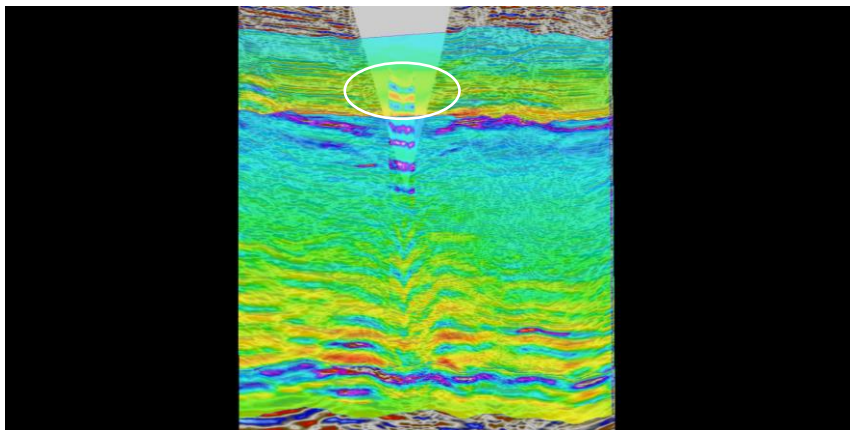
Gambar 4.29 Prediksi tekanan pori formasi keutapang line 3.

Line 3 formasi Keutapang pada gambar 4.29 memiliki nilai tekanan pori yang relatif naik terhadap kedalaman. Dapat dilihat bahwa di arah SouthWest nilai tekanan porinya lebih tinggi dibandingkan base Keutapang yang membentuk antiklin. Hal ini sama seperti yang terjadi pada line 1 dan line 2 yaitu akibat perbedaan kedalaman base formasi Keutapang. Sehingga, pembebanan sedimen yang dialami pada titik tersebut akan berbeda.



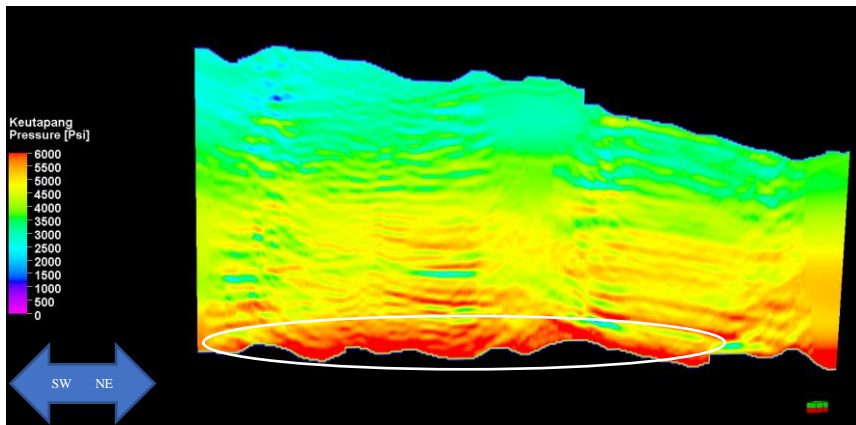
Gambar 4.30 Prediksi tekanan pori formasi keutapang line 4.

Gambar 4.30 menunjukkan formasi Keutapang pada line 4 seismik. Nilai tekanan pori pada base formasi ini relatif sama dengan line seismik lainnya yaitu sekitar 6000 – 7000 Psi. Terdapat bentuk anomali di tengah formasi Keutapang. Namun setelah di evaluasi kembali, anomali tersebut adalah akibat trace muting atau trace kill ketika dilakukan pengolahan data seismik. Hal ini diketahui dengan cara mengoverlay data pressure dengan data seismik.



Gambar 4.31 Overlay seismik line 4 dengan hasil prediksi tekanan pori

Gambar 4.31 menunjukkan evaluasi terhadap anomali yang ditemukan di tengah formasi Keutapang pada line 4 seismik. Evaluasi tersebut juga menunjukkan bahwa anomaly tersebut tetap ada sampai memasuki upper formasi Baong.

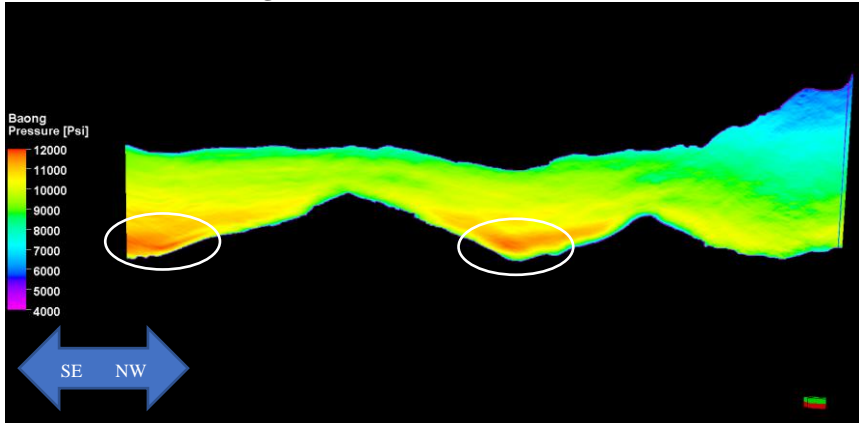


Gambar 4.32 Prediksi tekanan pori formasi keutapang line 5.

Gambar 4.32 menunjukkan line 5 formasi Keutapang dari data seismik. Secara umum, gambar 4.32 dan gambar 4.30 memiliki bentuk dan nilai yang hampir sama karena berada di daerah yang sama dan lintasannya juga memotong satu sama lain sehingga membentuk huruf X. Tekanan pori yang dialami pun relative sama dengan top formasi Keutapang senilai 3500 Psi dan base formasi Keutapang senilai 6000 Psi.

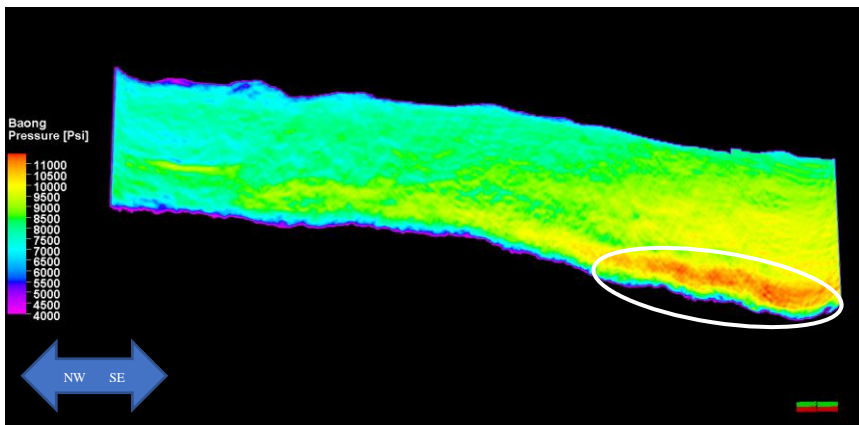
Dari kelima line formasi Keutapang, dapat disimpulkan bahwa perbedaan beban sedimen (overburden) yang dialami akan memberikan perbedaan nilai pada tekanan pori juga.

#### 4.3.2 Formasi Baong

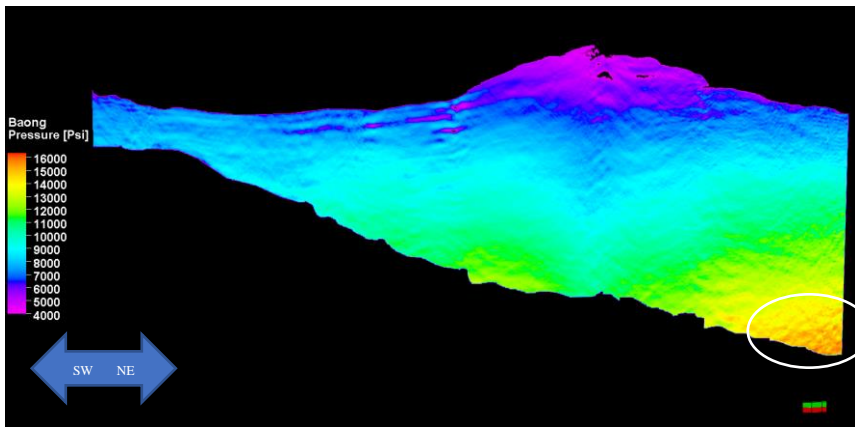


Gambar 4.33 Prediksi tekanan pori formasi baong line 1.

Gambar 4.33 menunjukkan hasil prediksi tekanan pori pada formasi Baong dengan menggunakan persamaan Bower *unloading*. Dari gambar tersebut pada batas formasi antara Baong dan Peutu terdapat nilai tekanan pori yang sangat tinggi yaitu senilai 12000 Psi.

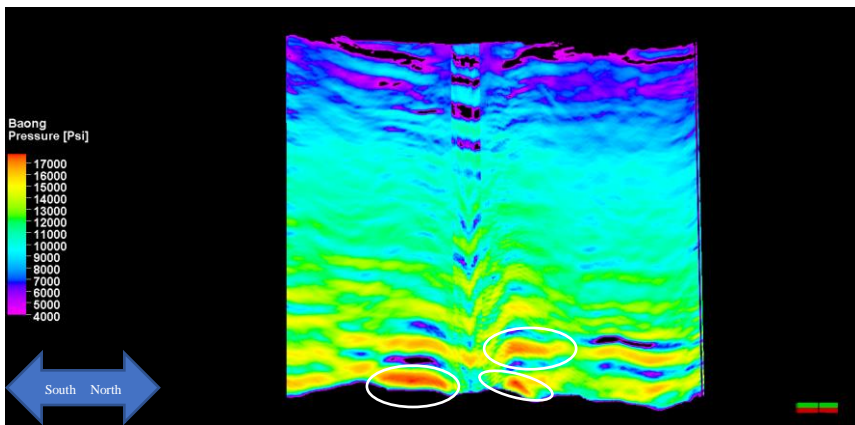


Gambar 4.34 Prediksi tekanan pori formasi baong line 2.



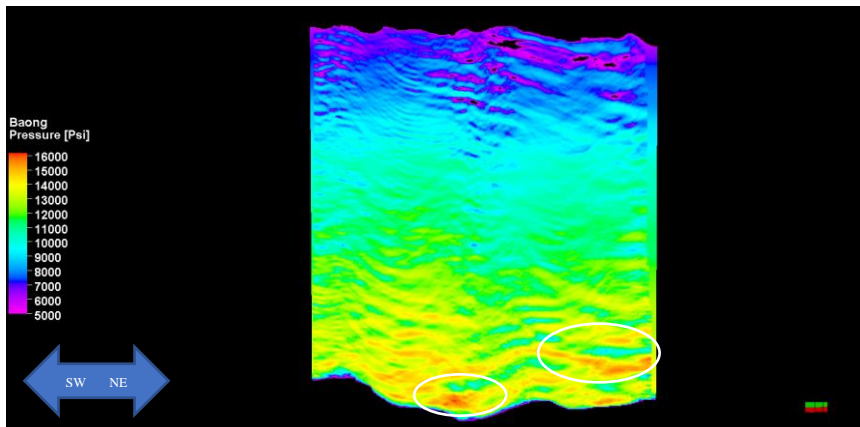
Gambar 4.35 Prediksi tekanan pori formasi baong line 3.

Gambar 4.34 dan gambar 4.35 ialah line 2 dan line 3 seismik pada formasi Baong. Sama seperti pada line 1, terlihat bahwa pada batas formasi antara Baong dan Peutu terdapat tekanan pori yang sangat tinggi yaitu bernilai 11000 Psi di arah NorthEast pada line 2 dan bernilai 14000 Psi do arah NorthEast pada line 3.



Gambar 4.36 Prediksi tekanan pori formasi baong line 4.



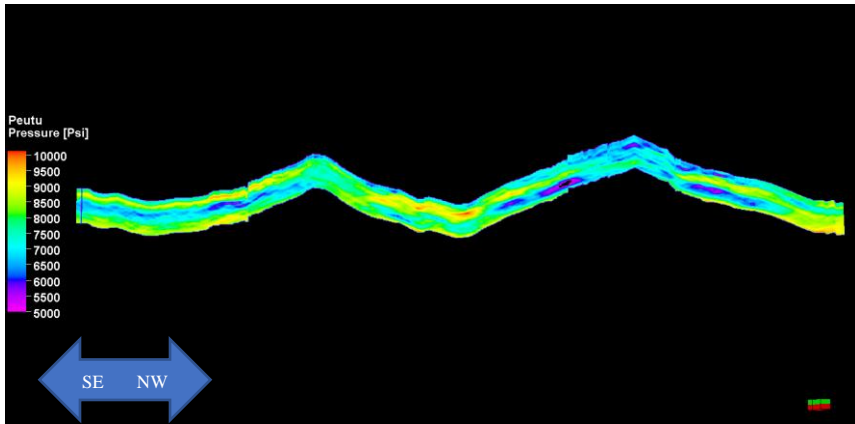


Gambar 4.37 Prediksi tekanan pori formasi baong line 5.

Gambar 4.36 dan 4.37 ialah gambar distribusi tekanan pori line 4 dan line 5 pada data seismik. Dari data tersebut terlihat bahwa pada base formasi baong, tepatnya sebelum batas formasi Baong dan Peutu terdapat tekanan pori yang lebih besar dibanding line 1, line 2, maupun line 3. Yaitu sekitar 15000 – 17000 Psi. Perbedaan yang cukup besar ini diakibatkan karena batas lapisan Baong dan Peutu pada line 4 dan line 5 terletak lebih dalam dibanding yang lain. Sehingga pembebanan sedimen yang dialami juga berbeda.

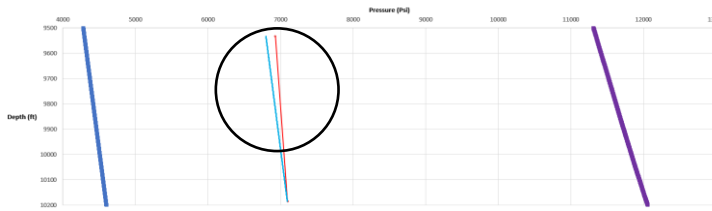
Dari kelima line formasi Baong, dapat disimpulkan bahwa pada base formasi Baong, tepatnya sebelum batas lapisan antara formasi Baong dan Peutu terdapat tekanan pori yang sangat besar sekitar 15000 – 17000 Psi. Sehingga diperlukan *Mud Weight* dengan minimal tekanan pori sebesar 15000 – 17000 Psi untuk dapat melakukan pengeboran dengan baik.

### 4.3.3 Formasi Peutu



Gambar 4.38 Prediksi tekanan pori formasi peutu line 1.

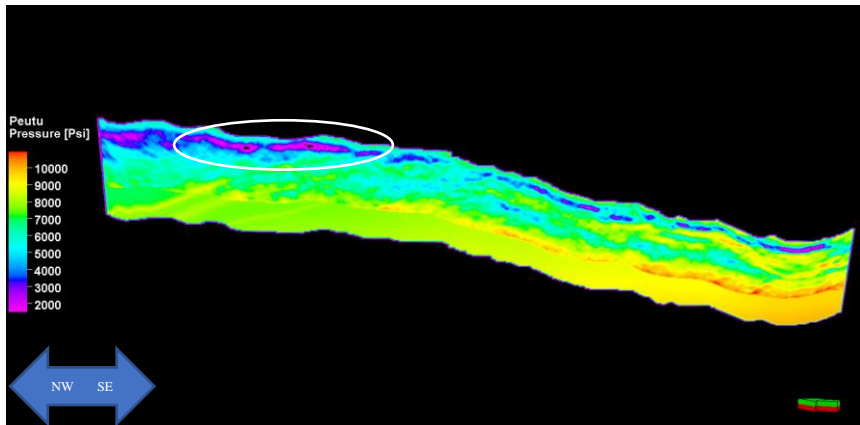
Formasi Peutu ialah formasi yang didominasi oleh batuan limestone. Karena limestone ialah batuan non-shale atau impermeable, maka tekanan pori pada lapisan tersebut jatuh sampai sekitar 7000 Psi Namun tetap *Overpressure*. *Overpressure* tersebut kemudian dievaluasi kembali. Dari hasil evaluasi kembali, didapatkan bahwa formasi Peutu ini tertutup sehingga diketahui bahwa formasi ini tidak tersambung ke laut atau permukaan sehingga keadaanya tetap *Overpressure*. Selain itu, penelitian ini mencoba membuat tekanan pori perkiraan dengan cara menarik tekanan hidrostatik untuk dibuat *Overpressure* yang parallel terhadap tekanan hidrostatiknya mendekati nilai DST. Dalam hal ini, DST adalah tekanan pori sebenarnya. Hal ini dilakukan untuk mengecek apakah terjadi efek buoyancy atau tidak. Jika terdapat perbedaan nilai antara tekanna pori perkiraan dengan tekanan pori DST, maka dapat diartikan telah terjadi efek buoyancy. Hasilnya, telah terjadi efek buoyancy pada formasi ini. Efek buoyancy yang terjadi diakibatkan oleh adanya fluida gas. Adanya kandungan gas ini juga dijustifikasi dari well report.



Keterangan:

- Overburden
- Hidrostatik
- DST
- Tekanan Pori Perkiraan
- Tekanan Pori Sebenarnya

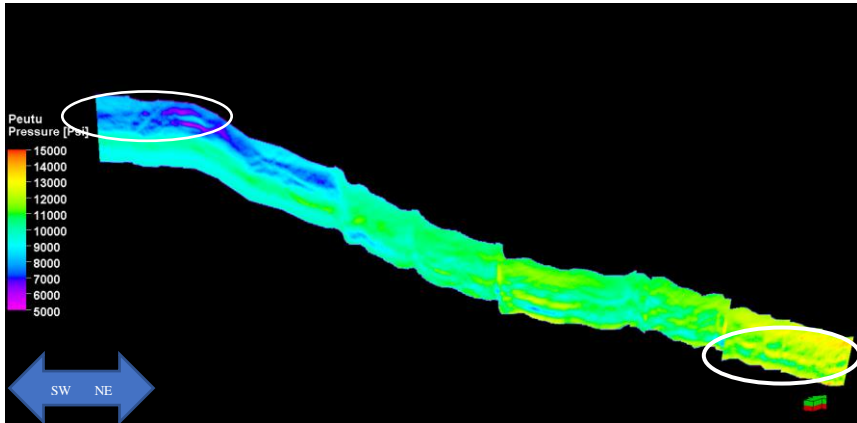
Gambar 4.39 Efek buoyancy pada sumur A1



Gambar 4.40 Prediksi tekanan pori formasi peutu line 2.

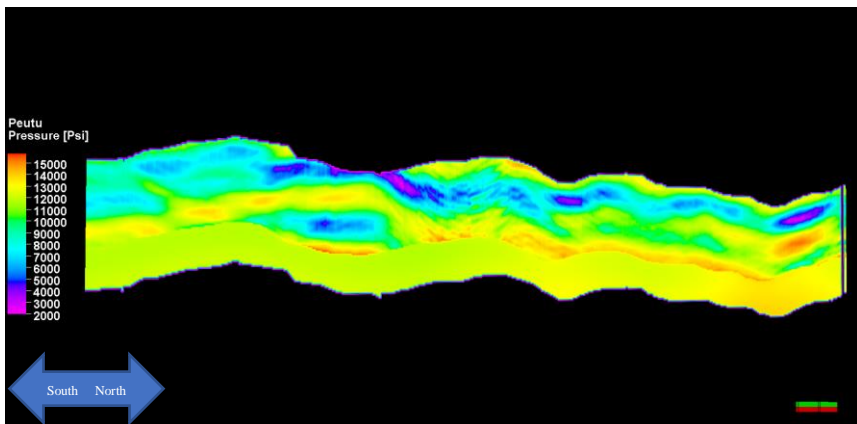
Gambar 4.40 juga memiliki tampilan serupa bahkan lebih kontras perbedaannya pada arah NorthWest dan arah SouthEast. Pada arah NorthWest nilai tekanan porinya sekitar 4000 - 7000 Psi. Namun pada arah SouthEast, nilai tekanan porinya mencapai 9000 Psi pada titik-titik merah tertentu. Perbedaan ini diinterpretasikan sebagai adanya efek pembebanan sedimen yang berbeda. Karena walaupun pada formasi yang sama tapi memiliki kedalaman yang berbeda, efek pembebanan sedimen yang dirasakan akan berbeda juga. Selain itu, pada bagian NorthWest formasi Peutu line 2 ini terjadi penurunan nilai tekanan pori yang signifikan. Hal ini, diakibatkan karena formasi ini tersambung ke laut atau permukaan. Karena air laut adalah sebuah contoh ideal dari tekanan normal hidrostatik, maka ketika suatu formasi batuan tersambung ke air laut.

Maka tekanan porinya akan turun sampai mendekati tekanan normal hidrostatiknya.

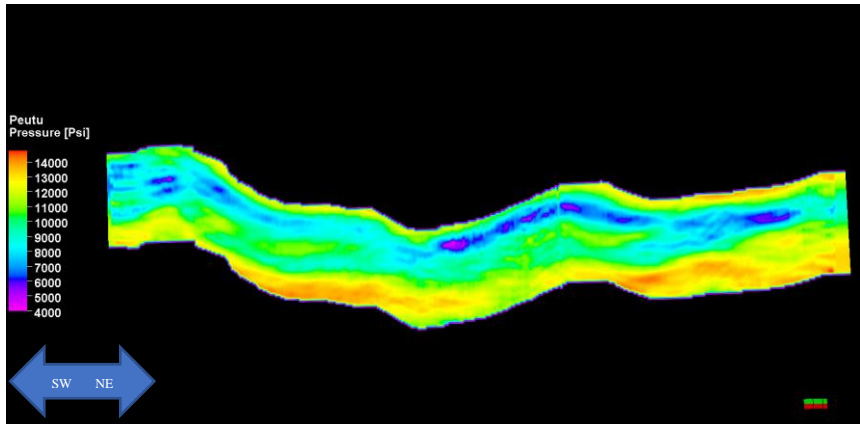


Gambar 4.41 Prediksi tekanan pori formasi peutu line 3.

Gambar 4.41 menunjukkan prediksi tekanan pori formasi Peutu pada line 3. Pada line ini, tekanan pori hasi pada bagian SouthWest dan NorthEast mengalami perbedaan yang sangat besar. Hal ini karena perbedaan elevasi yang tinggi, yang juga mempengaruhi overburden yang dialami pada kedua titik tersebut.



Gambar 4.42 Prediksi tekanan pori formasi peutu line 4.



Gambar 4.43 Prediksi tekanan pori formasi peutu line 5.

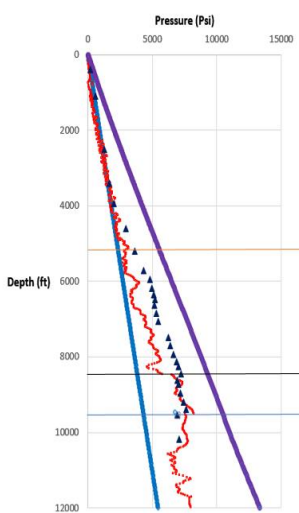
Gambar 4.42 dan 4.43 memperlihatkan prediksi tekanan pori pada line 4 dan line 5. Nilai tekanan pori pada kedua line ini menunjukkan nilai yang tidak berbeda jauh karena posisinya yang memotong satu sama lain. Pada line 4 nilai tekanan pori pada formasi Peutu didapatkan sekitar 2000-16000 Psi dan line 5 nilai tekanan pori pada formasi Peutu didapatkan sekitar 4000-15000 Psi.

Pada formasi Peutu ini, dapat ditarik kesimpulan bahwa pada line 1 terdapat fluida jenis lain selain air brine sehingga terjadi efek buoyancy. Untuk line 2 telah terjadi mekanisme *lateral drainage* yang menyebabkan tekanan porinya drop. Line 3, line 4, dan line 5 formasi Peutu terdapat di kedalaman yang lebih dalam dibanding dengan line 1. Dan data sumur untuk line 3, line 4, dan line 5 tidak mencapai formasi Peutu. Sehingga pada penelitian ini tidak bisa mengambil informasi yang lebih akurat untuk formasi Baong dan formasi Peutu pada data line 3, line 4, dan line 5.

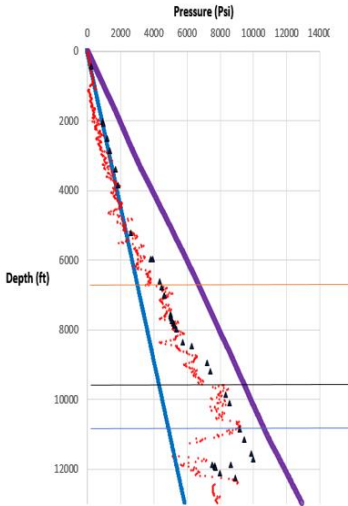
#### 4.3.4 Zona Overpressure

Dengan tujuan menentukan zona *Overpressure*, dilakukan ekstraksi trace untuk menentukan zona *Overpressure*. Berikut ini ialah gambar prediksi tekanan pori pada data seismik yang telah digabungkan pada tiap formasi menggunakan pendekatan metode Eaton dan Bower. Dengan warna oranye

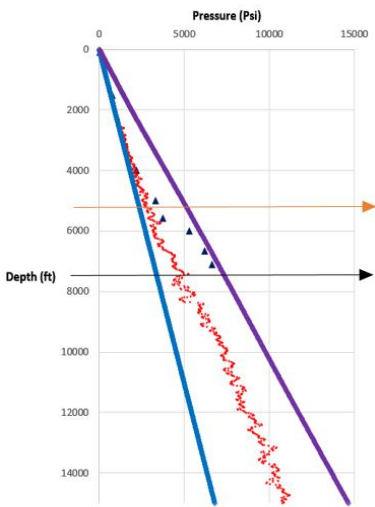
merupakan top formasi Keutapang, warna hitam merupakan top formasi Baong, dan biru muda merupakan top formasi Peutu.



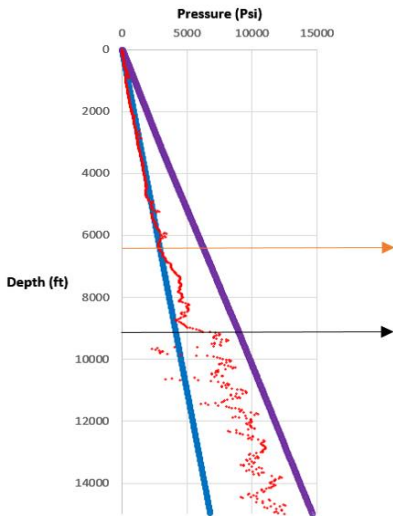
(Line 1)



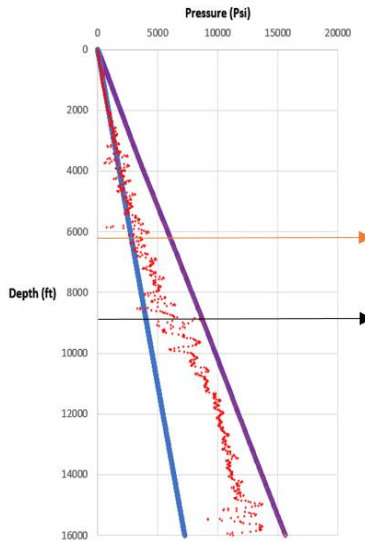
(Line 2)



(Line 3)



(Line 4)

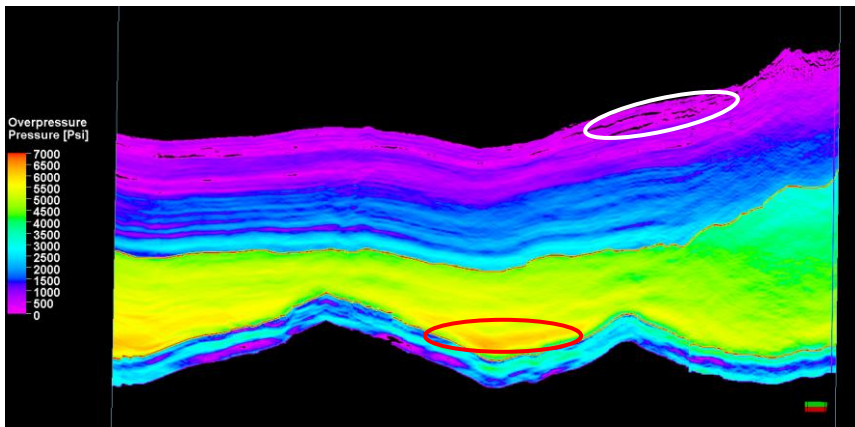


(Line 5)

Gambar 4.44 Nilai Tekanan Pori Seismik pada Tiap Line.

Gambar 4.44 menunjukkan data tekanan pori yang dihasilkan dari seismik. Dari gambar tersebut, diidentifikasi bahwa telah terjadi zona *Overpressure* dengan besar tekanan pori sekitar 3000 Psi mulai di formasi top Keutapang.

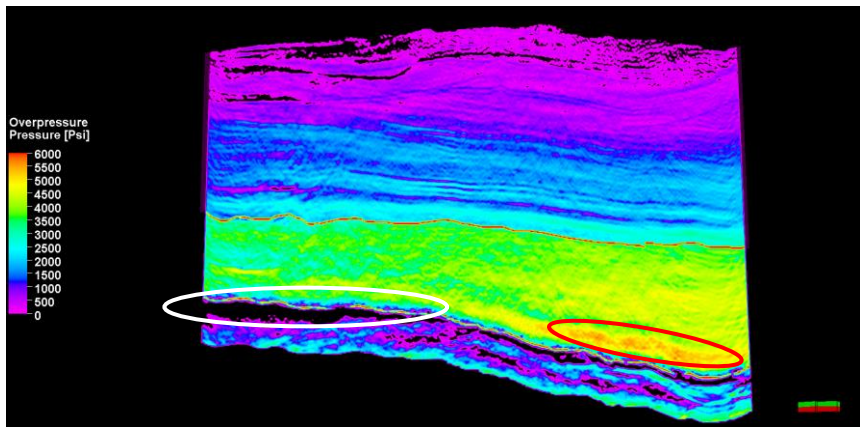
Untuk mendapatkan persebaran *Overpressure* yang lebih spesifik, penelitian ini dilanjutkan dengan membuat persebaran *Overpressure*. Karena *Overpressure* sendiri ialah tekanan yang nilainya melebihi nilai normal hidrostatik, maka persebaran ini dibuat dengan cara mengurangi nilai tekanan pori hasil prediksi dengan nilai tekanan normal hidrostatik.



Gambar 4.45 Zona *Overpressure* pada line 1.

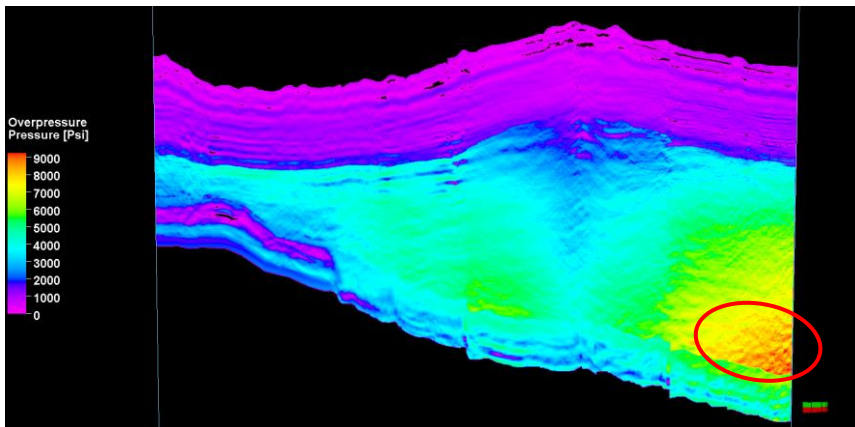
Gambar 4.45 menunjukkan persebaran *Overpressure* pada line 1 seismik. Terlihat bahwa pada formasi Baong (lingkaran merah) terdapat zona high *Overpressure* dengan nilai sekitar 6500 Psi. Zona ini memiliki *Overpressure* yang tinggi disebabkan karena mekanisme *unloading* pada formasi Baong yang membuat nilai tekanannya semakin naik. Untuk bagian berwarna hitam yang diberi lingkaran putih ialah nilai *Overpressure* yang minus atau bernilai 0. Hasil yang terlihat pada gambar 4.54 menggunakan filter warna transparansi sehingga nilai *Overpressure* yang bernilai sekitar 0 dan negatif akan berwarna hitam.





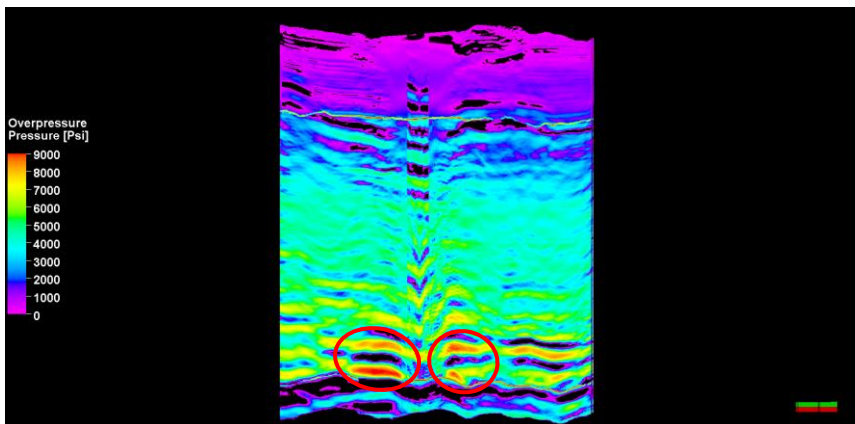
Gambar 4.46 Zona *Overpressure* pada line 2.

Gambar 4.46 menunjukkan persebaran *Overpressure* pada line 2 seismik. Sama seperti pada line 1, terdapat high *Overpressure* pada base formasi Baong akibat pembebanan sedimen yang tinggi yang menyebabkan mekanisme *loading*, serta proses mekanisme *unloading* dimana perubahan smectite menjadi illite akan melepaskan (*unloading*) air berlebih pada formasi tersebut. Untuk formasi Peutu, nilai *Overpressure*nya drop mendekati nol atau minus sehingga plotnya berwarna hitam (lingkaran putih). Hal ini diakibatkan karena terjadi *lateral drainage* yang membuat nilai tekanan porinya mendekati nilai tekanan normal hidrostatik. Sehingga profil *Overpressure*nya berwarna hitam.



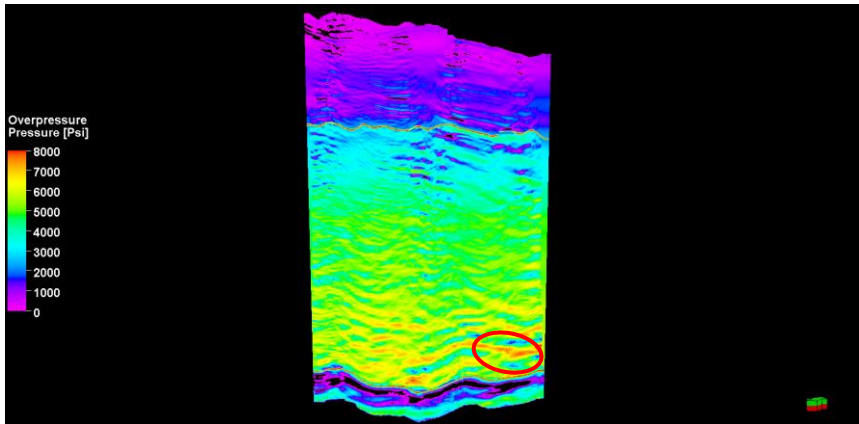
Gambar 4.47 Zona *Overpressure* pada line 3.

Pada gambar 4.47 di atas, terjadi zona high *Overpressure* pada line 3 formasi Baong (lingkaran merah) dengan nilai *Overpressure* sekitar 9000 Psi akibat dari pembebanan sedimen yang ada di atasnya (mekanisme *loading*) dan pelepasan air berlebih dari proses smectite menjadi illite (mekanisme *unloading*).



Gambar 4.48 Zona *Overpressure* pada line 4.

Pada gambar 4.48, zona high *Overpressure* juga ditandai dengan warna merah pada base formasi Baong (lingkaran merah). Adapun penyebab dari high *Overpressure* ini adalah efek pembebanan sedimen yang dialami pada zona tersebut karena zona tersebut cukup dalam dibanding dengan line 1 dan 2, serta akibat pelepasan air berlebih dari proses *unloading*. Sehingga nilai *Overpressure*nya naik sampai sekitar 9000 Psi.



Gambar 4.49 Zona *Overpressure* pada line 5.

Sama seperti line 4, pada gambar 4.49, zona high *Overpressure* ditandai dengan warna merah pada base formasi Baong (lingkaran merah). Gambar 4.45, 4.46, 4.47, 4.48 dan 4.49 menunjukkan zona yang high *Overpressure* pada base formasi Baong. Dapat disimpulkan bahwa *Overpressure* pada formasi Keutapang diakibatkan oleh pembebanan sedimen di atasnya yang menyebabkan nilai *Overpressure*nya naik. Pada formasi Baong, *Overpressure* diakibatkan karena pembebanan sedimen dan juga efek *unloading* dimana ketika proses smectite berubah menjadi illite, proses tersebut akan melepaskan (*unloading*) air berlebih yang akan menambah nilai *Overpressure*nya. Pada formasi Peutu pada line 2, nilai *Overpressure* turun drastis hingga mendekati nilai tekanan normal hidrostatik akibat adanya proses *lateral drainage*. Proses ini diakibatkan ketika suatu formasi tersambung ke laut atau surface.

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## **BAB V**

### **KESIMPULAN**

#### **5.1. Kesimpulan**

Kesimpulan yang didapat dari penelitian ini adalah:

1. Hasil prediksi tekanan pori menggunakan data seismik di Daerah *North Sumatra* memperlihatkan nilai korelasi dengan data sebenarnya yaitu DST sebesar 91.08% dengan perbedaan nilai sebesar 500 – 600 Psi.
2. Dari pengolahan data dan prediksi yang dilakukan, didapatkan persebaran nilai *overpressure* di Daerah *North Sumatra* dengan pendekatan metode Eaton pada formasi Keutapang yang bernilai 0 - 3000 Psi dan Peutu dengan nilai 0 – 4000 Psi. Dan dengan pendekatan metode Bower *unloading* pada formasi Baong yang bernilai 6500 – 9000 Psi.

#### **5.2. Saran**

Saran yang dapat diberikan berdasarkan hasil dan kesimpulan untuk membangun hipotesa-hipotesa selanjutnya adalah:

1. Untuk mendapatkan Analisa yang lebih baik dan akurat, diperlukan data DST yang lebih dari 2 titik, agar konstanta A dan B pada metode Bower lebih akurat.
2. Sedapat mungkin lengkapi data kontrol yang bisa digunakan seperti data *Mud Weight* di tiap sumur.
3. Untuk dapat mengetahui persebaran tekanan pori, data sumur yang digunakan sekurang-kurangnya melewati tiap formasi atau formasi target.

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## DAFTAR PUSTAKA

- Abdullah, Agus. 2009. "Ensiklopedia Seismik" (Online). (<http://www.ensiklopediseismik.blogspot.co.id>).
- Bowers, Glenn L. 1995. "Pore Pressure Estimation From *Kecepatan* Data: Accounting For *Overpressure* Mechanisms Besides Undercompaction". SPE Drilling & Completion. pp 3-7.
- Bowers, Glenn L. dan Bruce, Bob. 2002. "Pore Pressure Terminology". The Leading Edge. pp. 1-4.
- Djunaedi, Edi. 2011. "DETEKSI *OVERPRESSURE* DENGAN MENGGUNAKAN ATRIBUT AVO : STUDI KASUS CEKUNGAN SUMATRA UTARA". Tesis Universitas Indonesia, Indonesia. pp 1-46.
- Eaton, Ben A. 1975. "The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs". Journal SPE of AIME. pp 1-5.
- Formento, Luc. Jean. 2004. "Seismik Pore Pressure Prediction". Presentation dipresentasikan di EAGE Annual Meeting, Paris. pp 1-20.
- Mouchet, J. P dan Mitchell, A. 1989. "ABNORMAL PRESSURES WHILE DRILLING". Technip. Paris. Ch. 3.
- Ramadhan, Agus M. 2016. "*Overpressure in Sedimentary Basin*" (Online), ([http://www.youtube.com/channel/UCHzfhlS1CFKHtgWEDZa6A\\_Q/videos](http://www.youtube.com/channel/UCHzfhlS1CFKHtgWEDZa6A_Q/videos))
- Ramadhan, Agus M. 2017. "*OVERPRESSURE IN INDONESIA'S SEDIMENTARY BASINS VOLUME 1: THE LOWER KUTAI BASIN*". Ch. 3.
- Wibowo, Anggi. dan Haris, Abdul. 2015. "Komparasi Metode Estimasi Zona *Overpressure*: Metode Equivalent Depth, Metode Eaton Dan Metode Bowers Pada Kasus Lapangan X, Delta Niger". Tesis Universitas Indonesia, Indonesia. pp 1-7.
- Yan, Fuyong dan Han, De-hua. 2012. "A new model for pore pressure prediction". Journal SEG Las Vegas Annual Meeting. pp 1-3.
- Yanto, Hendri. 2011. "Prediksi Tekanan Pori Menggunakan Data Kecepatan Seismik: Studi Kasus Lapangan X Laut Dalam Selat Makassar". Tesis Universitas Indonesia, Indonesia. pp 30-79.
- Zhang, Jon Jincai. 2011. "Pore pressure prediction from well logs: methods, modifications, and new approaches". Journal of Elsevier. pp 12-32.

*Halaman ini sengaja dikosongkan*



## BIODATA PENULIS



Muhammad Arif Budiman lahir di Bandung, 8 September 1995 dari pasangan Bapak Ir. Hari Wahyudi, MT dan Ibu Dr. Hj. Alfiana, Dra. MM. Penulis merupakan anak kedua dari dua bersaudara. Pendidikan formal penulis dimulai di TK Merpati Pos Bandung (1999-2001), SD Percobaan Negeri Sabang Bandung (2001-2007), SMP Negeri 44 Bandung (2007-2010), SMA Terpadu Krida Nusantara Bandung (2010-2013). Hingga penulis menempuh pendidikan di Departemen Teknik Geofisika ITS Surabaya (2013-2017). Selama menjadi mahasiswa, penulis aktif dalam mengikuti kegiatan

organisasi, diantaranya adalah menjadi kepala divisi pelatihan di Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika ITS (periode 2015-2016), dan juga menjadi kepala divisi internalisasi di *Society of Petroleum Engineers* (SPE) ITS *Student Chapter* (periode 2015-2016). Penulis juga pernah menjadi panitia di setiap acara-acara yang diadakan seperti menjadi volunteer dalam acara PETROLIDA 2016 CONJUNCTION WITH APSC (Asia Pacific Student Chapter) yang diadakan oleh SPE ITS SC, menjadi kepala sie keamanan dan perizinan PETROLIDA 2013 yang diadakan oleh SPE ITS SC. Selain itu, penulis memiliki pengalaman kerja praktik di PT. Elnusa, Tbk. dengan tema pengolahan data seismik darat 2D. Penulis sangat senang dan tertarik jika ingin berdiskusi lebih lanjut terkait Tugas Akhir ini dan jika ada pertanyaan dapat menghubungi penulis melalui email: [muh.arifbudiman0@gmail.com](mailto:muh.arifbudiman0@gmail.com) sekian dan terima kasih.